

אלון גז פיתוח אנרגיה בע"מ

(החברה)

7 במרץ, 2022

לכבוד
הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ
רח' אחוזת בית 2
תל-אביב

לכבוד
רשות ניירות ערך
רח' כנפי נשרים 22
ירושלים

באמצעות מג"א

א.ג.נ.,

הנדון: דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקת תמר

בהמשך לאמור בנספח א' לפרק א' (תיאור עסקי התאגיד) לדוח התקופתי של החברה לשנת 2020, שפורסם ביום 26.3.2021 ובדוח מתקן (טעות סופר) מיום 19.4.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-048324 ו- 2021-01-066024, בהתאמה) (להלן: "הדוח התקופתי") בדבר הערכת העתודות בפרויקט תמר, הכולל את מאגרי תמר ו- תמר South-West (להלן: "תמר SW") שבשטח חזקת I/12 תמר (להלן: "פרויקט תמר" ו- "חזקת תמר", בהתאמה), ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות בפרויקט תמר ליום 31.12.2020 (להלן: "דוח העתודות הקודם"), מתכבדת החברה ליתן דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים נכון ליום 31.12.2021 ביחס לחלקה של החברה בפרויקט תמר, כמפורט להלן¹.

א. נתוני כמות

על-פי דוח שקיבלה החברה מ- Netherland, Sewell & Associates Inc. (להלן: "NSAI" או "מערך העתודות"), ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2021 (להלן: "דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל כאמור את מאגרי תמר ותמר SW²), הינן כמפורט להלן³:

¹ להגדרות המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמוד 159 בפרק א' (תיאור עסקי התאגיד) הכלול בדוח התקופתי, הכלול בזאת על דרך ההפניה.

² העתודות במאגר תמר SW המפורטות בדוח זה אינן כוללות את העתודות המצויות בחלק המאגר הגולש לשטח רשיון 353/ערך". לפרטים נוספים ראו סעיף 8.8 לפרק א' לדוח התקופתי, אשר הפרטים הכלולים בו מובאים בזאת על דרך ההפניה.

³ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) השיעור המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה ⁵ בקונדנסט Milion Barrels	סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) השיעור המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה ⁴ בגז טבעי BCF	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) קונדנסט Milion Barrels	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) גז טבעי BCF	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) מאגר תמר SW קונדנסט Milion Barrels	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) מאגר תמר SW גז טבעי BCF	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) מאגר תמר קונדנסט Milion Barrels	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) מאגר תמר גז טבעי BCF	קטגוריית עתודות
0.4	288.5	9.9	7,592.9	1.0	796.4	8.8	6,796.5	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
0.1	98.1	3.4	2,582.7	0.2	159.1	3.2	2,423.6	עתודות צפויות (Probable Reserves)
0.5	386.7	13.2	10,175.6	1.2	955.6	12.0	9,220.0	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.1	93.8	3.2	2,468.3	0.1	102.2	3.1	2,366.0	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
0.6	480.5	16.4	12,643.9	1.4	1,057.8	15.1	11,586.1	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

אזהרה - עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות אשר אינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves). ישנו סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות העתודות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

⁴ חלק מחזיקי הזכויות ההוניות של החברה בטבלה לעיל הינו לפני חלק הרזרבות המיוחס לתמלוגים המגיעים למדינה ולצדדים שלישיים.
⁵ חלק מחזיקי הזכויות ההוניות של החברה בטבלה לעיל הינו לפני חלק הרזרבות המיוחס לתמלוגים המגיעים למדינה ולצדדים שלישיים.

ב. NSAI ציינה בדוח העתודות, כי שלב הבשלות של הפרוייקט אליו משתייכות העתודות הינו בהפקה (on production). כן ציינה NSAI בדוח העתודות, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח העתודות לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח העתודות או על מסחריותן, ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלולות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים מפותחים בהתאם לתכנית הפיתוח, שיתופעלו באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגרים בפועל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגרי תמר ותמר SW הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח – 1968 (להלן: "חוק ניירות ערך"). ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל, בין היתר, מ- Chevron Mediterranean Limited, המפעילה בפרויקט תמר (להלן: "המפעילה" או "שברון"), והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI אשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגרים. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה מפרויקט תמר בפועל.

ג. נתוני תזרים מהוון

נתוני התזרים המהוון מבוססים על הערכות והנחות שונות שסיפקה החברה ל-NSAI, שעיקריהן מפורטים להלן:

(א) כמויות המכירה החזויות: ההנחות בתזרים לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה על-ידי דור חיפושי גז - שותפות מוגבלת⁶ (להלן: "השותפות") מפרויקט תמר מבוססות על: (i) כושר ההפקה של פרויקט תמר⁷. יצוין כי, קצב ההפקה בפועל עבור כל אחת מקטגוריות העתודות בתזרים עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה שהונח בתזרים. כמו כן, NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות; (ii) הנחות החברה לגבי כמויות גז טבעי שתימכרנה ללקוחות השותפות תחת ההסכמים הקיימים בהם התקשרה השותפות, לרבות ההסכם לייצוא גז טבעי למצרים שנחתם עם חברת Dolphinus Holdings Limited⁸ (להלן: "הסכם הייצוא למצרים" ו-"דולפינוס", בהתאמה)⁹, בהתחשב, בין היתר, בתחזיות בהן החברה עשתה שימוש לגבי מחיר חבית

⁶ החברה מחזיקה ב- 95% מהזכויות בשותפות.

⁷ יכולת אספקת הגז המקסימאלית הנוכחית מפרויקט תמר למערכת ההולכה של נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ (להלן: "נתג"ז"), עומדת על כ- 1.1 BCF ליום.

⁸ ראו סעיף 10.4(ז) לפרק א' לדוח התקופתי ודוח מיידי של החברה מיום 2.3.2022. אודות ייצוא גז למצרים דרך ירדן (מס' אסמכתא-2022-01-025342).

⁹ יצוין כי, בחודש יוני 2020 הסבה דולפינוס את הסכם הייצוא למצרים לחברה קשורה - Blue Ocean Energy.

נפט מסוג ברנט (Brent) (להלן: "מחיר הברנט") והשפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות למצרים, התיקון להסכם לאספקת גז טבעי לחברת החשמל לישראל בע"מ¹⁰ (להלן: "חברת החשמל"), והתיקון להסכם לאספקת גז טבעי לדליה אנרגיות כח בע"מ¹¹ (להלן: "דליה") (להלן ביחד: "ההסכמים הקיימים"); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת החברה תימכרנה בשוק המקומי בישראל, זאת בהתבסס על, בין היתר, תחזית ביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה על-ידי יועצים חיצוניים (BDO Consulting Group, להלן: "BDO")¹² ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות גז אחרים בשוק המקומי¹³; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת החברה תימכרנה בשווקים האזוריים¹⁴.

(ב) מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט: ההנחות בתזרים לגבי מחירי הגז הטבעי שיימכר מפרויקט תמר מבוססות, בין היתר, על ממוצע משוקלל של מחירי הגז הטבעי הנקובים בהסכמים קיימים, לרבות בהתאם לנוסחאות המחיר הקבועות בהם כמפורט להלן, ועל הנחות החברה לגבי המחירים שייקבעו בהסכמים עתידיים, בהתבסס, בין היתר, על תחזית הביקושים בשוק המקומי בשנות התזרים כפי שהוערכה על-ידי BDO ועל אומדן החברה של ההיצע הצפוי.

נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים הקיימים, כוללות, בין היתר, הצמדה לתעריף ייצור החשמל¹⁵, למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ולמחיר הברנט.

ההנחות לגבי מרכיבי ההצמדה מבוססות על נתונים ותחזיות שהתקבלו מ-BDO¹⁶, כמפורט להלן:

(1) מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) – הנחת גידול של כ- 2.4% בשנת 2022 ושל 2% לשנה החל משנת 2023;

(2) מחיר הברנט – מתבסס על ממוצע תחזיות ארוכות טווח של ארבעת הגופים הבאים¹⁷: הבנק העולמי, משרד האנרגיה האמריקאי, Wood Mackenzie ו-IHS Global Insights. בהתאם לכך, הונח בתזרים כי מחיר הברנט יעמוד על כ- 76 דולר בשנת 2022, היורד לכ- 69 דולר בשנת 2023, ועולה בהדרגתיות עד למחיר קבוע של כ- 86 דולר החל משנת 2031 ועד לתום תקופת התזרים.

(3) תעריף ייצור החשמל – תחזית המבוססת על מתודולוגיית עדכון תעריפי הייצור של רשות החשמל, המושפעים בין היתר, מתחזית מחירי הדלקים לייצור חשמל לרבות גז טבעי

¹⁰ לפרטים בדבר התיקון להסכם אספקת גז לחברת החשמל, ראו דוח מידי של החברה מיום 24.1.2022 (מס' אסמכתא 2022-01-010681); יצוין כי התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של התיקון להסכם זה טרם התקיימו במלואם.

¹¹ לפרטים בדבר התיקון להסכם אספקת גז לדליה, ראו דוחות מידיים של החברה מיום 20.12.2021 (מס' אסמכתא 2021-01-111472) ומיום 28.2.2022 (מס' אסמכתא 2022-01-024052); יצוין כי התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של התיקון להסכם זה טרם התקיימו במלואם.

¹² תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה החברה הינה כדלקמן (ב- BCM): 2022 - כ-13.3; 2023 - כ-15.0; 2024 - כ-16.4; 2025 - כ-17.9; 2026 - כ-18.3. תחזית הביקושים האמורה מבוססת על תחזית ביקושים לחשמל המושפעת, בין השאר, מתחזיות הצמיחה בישראל וממשבר הקורונה, וכן על תמהיל מקורות האנרגיה שימשו בייצור החשמל המושפע ממדיניות הממשלה בעניין הפחתת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל עד להפסקתו המוחלטת ובעניין שימוש באנרגיות מתחדשות כמקור בייצור חשמל. תחזית הביקושים מהווה מידע צופה פני עתיד, אשר אין כל ודאות כי תתממש, כולה או חלקה, והיא עשויה להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים, בין היתר, אופן המשך התפשטות מגיפת הקורונה והשפעתה על הכלכלה המקומית והעולמית, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל, קצב הפסקת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל, קצב הכניסה של אנרגיות מתחדשות כמקור בייצור חשמל, קצב כניסת רכבים חשמליים לשוק הישראלי ומדיניות הממשלה בתחומים נוספים הנוגעים, במישור או בעקיפין, לגידול הביקוש לגז טבעי.

¹³ בתזרים המהווה הונח כי מאגר כריש יחל באספקה מסחרית של גז טבעי לשוק המקומי בתחילת הרבעון הרביעי של שנת 2022. הונח כי גם לאחר סיום אספקת הגז בהתאם לכמויות החוזיות בהסכמי הייצוא הקיימים, יימכרו כמויות גז נוספות ללקוחות במצרים וברידן, ובהיקף מצרפי כולל של כ- BCM 40 עד לשנת 2040.

¹⁴ תעריף ייצור החשמל הינו תעריף המפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע ייצור החשמל של חברת החשמל, ובכלל זה עלות הדלקים של חברת החשמל, עלויות הון ותפעול המשויות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים.

¹⁵ התחזיות מבוססות על הערכות שבוצעו טרם-המלחמה שהחלה בחודש פברואר 2022 באוקראינה, ועל כן אינן לוקחות בחשבון את העלייה החריגה במחירי הנפט והגז הטבעי העולמיים שחלה בעקבות המלחמה כאמור. נכון למועד הדוח אין לחברה היכולת להעריך את משך והיקף השפעתה של מלחמה כאמור על תחזיות מחירי הברנט ותעריף ייצור החשמל.

¹⁷ למיטב ידיעת החברה, תדירות עדכון תחזית מחירי הברנט על-ידי ארבעת הגופים האמורים הינה כדלקמן: הבנק העולמי - פעמיים בשנה; משרד האנרגיה האמריקאי - תחזית קצרת טווח - כל חודש, תחזית ארוכת טווח - פעמיים בשנה; Wood Mackenzie - כל חצי שנה; IHS Global Insights - כל חודש.

(הכוללים גם עלויות מס פליטות פחמן¹⁸), מעלויות ההון המוכרות לחברת החשמל, משער החליפין של ש"ח לדולר והאינפלציה.

יצוין כי, שינויים במחירים עלולים להיווצר, בין היתר, עקב שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בהסכמי אספקת הגז כאמור לעיל, עקב שיקולים מסחריים ותחרותיים, ועקב מנגנוני התאמת מחירים כפי שנקבעו, בין היתר, בהסכם עם חברת החשמל¹⁹, ובהסכם הייצוא למצרים²⁰. במסגרת התזרים הונח, כי תבוצע הפחתת מחיר מקסימלית בשיעור של 10% בהתאם לתיקון להסכם עם חברת החשמל במועד ההתאמה השני (קרי ביום 31.12.2024), ומנגד הונח כי תבוצע עליית מחיר מקסימלית בשיעור של 10% במועד ההתאמה שהתווסף בגין כמות ההתחייבות התפעולית (קרי ביום 1.7.2028). עוד יצוין, כי לא נלקח בחשבון שינוי אפשרי במחיר כתוצאה מהערעור, שהוגש לבית המשפט העליון בחודש ספטמבר 2021 על פס"ד של ביהמ"ש המחוזי בקשר עם הבקשה לאישור תובענה ייצוגית שהוגשה על-ידי צרכן של חברת החשמל נגד השותפים בפרויקט תמר, כמפורט בדוח המידי של החברה מיום 3.10.2021 (מס' אסמכתא 2021-01-150252) ובביאור 14' לדוחות הכספיים של החברה ליום 30.9.2021 הכלולים בדוח רבעון שלישי, בין היתר, לאור הערכת היועצים המשפטיים של השותפות לפיה סיכויי הערעור להתקבל נמוכים מ-50%. ככל שיתקבל הערעור נגד שותפי תמר, ולאחר מכן תתקבל הבקשה לאישור תובענה ייצוגית (ככל שתתקבל) ותתקבל החלטה חלוטה בתובענה הייצוגית גופה (ככל שתתקבל) נגד שותפי תמר, עלולה להיות לכך השפעה מהותית לרעה על עסקי החברה, לרבות על נתוני התזרים המהווים ועל המחירים בהם תמכור השותפות גז טבעי ללקוחותיה, אשר היקפה ייגזר מתוצאות התובענה.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחירי הברנט.

(ג) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על ידי החברה בהתבסס, בין היתר, על מידע שסופק מהמפעילה. עלויות אלו כוללות עלויות תפעול ישירות ברמת הפרויקט, עלויות ביטוח, עלויות תחזוקת בארות הפקה, עלויות ההולכה המוערכות בגין הייצוא למצרים²¹ וכן הוצאות תקורה, הנהלה וכלליות משוערות של המפעילה, אשר ניתן לייחסן לפרויקט ומהוות יחדיו את עלויות ההפעלה של הפרויקט. עלויות אלו מחולקות לרמת השדה וליחידת הפקה. עלויות התפעול בתזרים מתואמות לאומדן אינפלציה בארה"ב לפי שיעורים שסופקו על-ידי NSAI. BDO אישרה כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי החברה הינן סבירות, בהתבסס, בין היתר על ידע שברשות NSAI מפרויקטים דומים.

(ד) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים הינן הוצאות שאושרו על-ידי השותפות, וכן אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על ידי השותפות, אשר יש צפי כי יוצאו למטרת שימור והגדלת יכולת ההפקה, ובכלל זאת, בין היתר, קדיחת, פיתוח וחיבור בארות חדשות, הנחת תשתית נוספת, לרבות צינור הולכה שלישי משדה תמר לפלטפורמה (להלן: "צינור ההולכה השלישי")

¹⁸ לפרטים ראו סעיף 10 לעדכון פרק א' – תיאור עסקי התאגיד לדוח התקופתי הכלול בדוח רבעון שלישי לשנת 2021 שפורסם ביום 28.11.2021 (מס' אסמכתא 2021-01-172626) (להלן: "דוח רבעון שלישי").

¹⁹ בהסכם עם חברת החשמל נקבעו שני מועדים בהם רשאי כל צד לבקש התאמת המחיר, בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. לפרטים ראו סעיף 10.4(ד)ה לפרק א' לדוח התקופתי. בתיקון להסכם שנחתם בחודש ינואר 2022 הוסכם על עדכון המחיר במועד התאמת המחיר הראשון, עדכון המועד השני להתאמת המחיר ונקבע מועד נוסף לפתיחת המחיר בגין כמויות ההתחייבות התפעולית שנקבעו בתיקון האמור. לעניין זה ראו גם הערת שוליים 10 לעיל.

²⁰ הסכם הייצוא למצרים כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם בהינתן נתנים מסויימים הקבועים בהסכם. בתזרים המהווים הונח, כי לא תבוצענה התאמות מחיר במועדים האמורים.

²¹ בהתחשב, בין היתר, במערכת ההסכמים שמטרתה לאפשר הזרמת גז טבעי דרך ירדן למצרים כמפורט בדוח מידי מיום 2.3.2022 (מס' אסמכתא 2022-01-025342), המובא כאן על דרך ההפנייה.

וציוד הפקה נוסף, הוצאות לעבודות הנדסיות, השתתפות בעלויות בניית תשתית הולכת גז טבעי²², ועלויות עקיפות המשולמות למפעיל. ההוצאות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לאינפלציה. בהתבסס, בין היתר, על ניסיון העבר נלקחו בחזית גם הוצאות הוניות נוספות בגין השקעות נוספות בלתי צפויות בכל שנות התחזית אשר הינן מותאמות לאומדן אינפלציה בארה"ב. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי החברה הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על תוכנית הפיתוח בפרויקט תמר ועל ידע שיש ל- NSAI מפרויקטים דומים. יצוין כי, נכון למועד הדוח, שותפי תמר בוחנים²³ את מתווה ההשקעה בצינור ההולכה השלישי לרבות הקדמתו, וכן ביצוע השקעות הוניות משמעותיות נוספות (להלן: "**ההשקעות הנוספות**"), אשר יאפשרו הגדלה מהותית (מעבר להגדלה שנלקחה בחשבון בתזרים המהווה) ביכולת ההפקה. ההשקעות הנוספות יכללו, בין היתר, השקעות לגבי האסדה וכן לגבי תחנת הקבלה באשדוד.

אין כל ודאות לגבי ביצוען של ההשקעות הנוספות, עיתויין, היקפן והשפעתן על הגידול ביכולת ההפקה, ועל כן בהתאם, לא נלקחו בחשבון בתזרים המהווה ההשקעות הנוספות והגידול הנוסף ביכולת ההפקה הנובע מהן.

(ה) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על-ידי החברה בהתאם להערכותיה בהתבסס, בין היתר, על מומחים חיצוניים באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמה ומתקני ההפקה. עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של חזקת תמר והמתקנים בפרויקט תמר ואינן מותאמות לאינפלציה.

(ו) בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות בהתאם לדין.

(ז) בחישוב התזרים המהווה נלקח בחשבון אומדן החברה לפיו השיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו על ידי השותפות למדינה הוא 11.3%. השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים נוספים בנושא התמלוג למדינה, ראו סעיפים 8.10 ו- 23.3(ד) לפרק א' לדוח התקופתי וביאור 9א' (1) לדוחות הכספיים ליום 31.12.2020 של החברה הכלולים בדוח התקופתי.

(ח) לצורך חישוב התזרים המהווה נלקח בחשבון שיעור אפקטיבי של תמלוגים שישולמו על ידי השותפות לצדדים שלישיים בשיעור של כ- 13%²⁴ וזאת בשים לב להחלטת הממונה על ענייני הנפט מיום 31.1.2022 בנדון, למחלוקות הקיימות בנוגע לתשלום תמלוגים אלו, אופן חישובם ואי הוודאות בקשר לתוצאות ההליכים המשפטיים בענין זה. לפרטים נוספים ראו ביאור 4ה' לדוחות הכספיים ליום 30.9.2021 של החברה הכלולים בדוח רבעון שלישי ודוח מיידי של החברה מיום 2.2.2022 (מס' אסמכתא 014113-01-2022).

(ט) בחישוב התזרים המהווה נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן בסעיף זה: "**החוק**"). יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו, בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק לפי מיטב הבנתה ופרשנותה של השותפות, בהתבסס, בין היתר, על יועציה המשפטיים, אך לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט. יצוין, כי נכון למועד פרסום דוח זה, מתבררות מספר מחלוקות פרשניות ביחס

²² על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג'ז, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים, לפרטים ראו סעיף 11.2(ג) לפרק א' לדוח התקופתי. כמו כן, ראו הערת שוליים 21 לעיל.

²³ בשנת 2021 אושר תקציב בהיקף של כ-11 מיליון דולר (עבור כל שותפי תמר) לצורך תכנון הנדסי מפורט של ההשקעות כאמור.

²⁴ מחושב לפי שווי שוק בפי הבאר.

ליישום החוק בדיווחי מיזם תמר מול רשות המסים, במסגרת הליכי ההשגה והערעור הקבועים בחוק. הסוגיות מושא מחלוקות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו מיום תחילת החוק ועד ליום 1.1.2014. כמו כן, החישוב בוצע באופן דולרי בהתאם לבחירת המיזם לפי סעיף 13(ב) לחוק ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: תשלומי המיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל; לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי. בתזרים המהווך לא נלקח בחשבון תשלום אפשרי של היטל בגובה 75% מהסכומים שבמחלוקת עם רשויות המס בעקבות תיקון מס' 3 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשפ"ב-2021. לפרטים נוספים ראו ביאור א' לדוחות הכספיים של החברה ליום 30.9.2021 הכלולים בדוח רבעון שלישי.

(י) בחישוב התזרים המהווך נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל, ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי השותפות החל מיום 1.1.2022 וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו ואשר צפויים להיות מופקים החל מיום 1.1.2022.

(יא) הכנסות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שיבוצעו בשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה, ללא תלות במועד התקבול בפועל.

העדכונים העיקריים בתזרים המהווך לעומת התזרים המהווך ליום 31.12.2020 הינם כדלקמן:

1. עדכון תחזיות מחיר הברנט, תעריף ייצור החשמל ושער החליפין שקל-דולר.
2. גידול בתחזית כמויות הגז שעתידות להימכר בשנת 2022 הנובע בעיקר בשל עדכון הנחות החברה בדבר דחיית מועד תחילת ההפקה המסחרית ממאגר כריש, ומחתימת התיקונים להסכמים עם חברת החשמל ועם דליה כאמור לעיל, וכן מחתימת מערכת ההסכמים שמטרתה לאפשר הזרמת גז טבעי דרך ירדן למצרים כאמור בהערת שוליים 21.
3. עודכן שיעור תמלוג העל לצדדים שלישיים כמפורט בסעיף ג(ח) לעיל.
4. גידול בתחזיות עלויות התפעול וההשקעות העתידיות בהתאם להערכת החברה, בין היתר, בהתבסס על פרופיל ההפקה, על אומדנים מעודכנים שהתקבלו מהמפעילה ועל ידע שהצטבר אצל החברה בהתבסס על ניסיון העבר. הגידול בתחזית ההשקעות העתידיות כאמור נובע, בין היתר, מעדכון אומדן עלות ההשקעה בצינור ההולכה השלישי בעיקר עקב עליית מחירי חומרי הגלם והשירותים ומגידול אפשרי בקוטר האופטימלי הנדרש לצינור.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהווך, נכון ליום 31.12.2021 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק החברה, מן העתודות שבפרויקט תמר, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)
רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 0%	מסים מס הכנסה	מסים היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות קונדנסט (אלפי חביות 100%) מנכס הנפט	עד ליום
18,656	19,057	19,485	19,944	20,436	5,234	11,098	36,768	-	2,957	7,581	-	15,181	62,487	9.65	443	31.12.2022
9,018	9,613	10,276	11,018	11,855	5,829	9,465	27,149	-	10,707	7,574	-	14,579	60,009	9.10	418	31.12.2023
7,740	8,609	9,621	10,808	12,210	5,588	11,196	28,994	-	10,049	7,231	-	14,850	61,123	9.24	424	31.12.2024
8,392	9,740	11,379	13,391	15,885	4,635	15,476	35,995	-	5,015	7,127	-	15,448	63,584	9.97	458	31.12.2025
8,173	9,899	12,091	14,906	18,566	4,125	19,797	42,488	-	200	7,238	-	16,022	65,948	10.19	468	31.12.2026
7,291	9,214	11,766	15,197	19,874	4,745	21,657	46,277	-	204	7,383	-	17,286	71,149	10.97	504	31.12.2027
5,603	7,388	9,863	13,346	18,327	5,438	20,905	44,670	-	3,946	7,530	-	18,018	74,164	11.11	510	31.12.2028
4,785	6,584	9,189	13,026	18,782	5,508	21,368	45,657	-	3,950	7,681	-	18,385	75,673	11.29	518	31.12.2029
4,532	6,507	9,495	14,100	21,347	5,083	23,250	49,679	-	216	7,835	-	18,527	76,257	11.33	520	31.12.2030
4,035	6,046	9,223	14,349	22,809	5,537	24,936	53,282	-	220	7,991	-	19,734	81,229	11.55	530	31.12.2031
3,433	5,368	8,561	13,952	23,288	5,680	25,483	54,450	-	225	8,151	-	20,162	82,988	11.65	535	31.12.2032
2,599	4,239	7,068	12,068	21,151	6,226	24,083	51,460	-	3,967	8,314	-	20,456	84,198	11.65	535	31.12.2033
2,157	3,672	6,400	11,449	21,068	6,650	24,383	52,100	-	3,972	8,480	-	20,716	85,269	11.65	535	31.12.2034
1,847	3,282	5,980	11,206	21,653	6,793	25,024	53,471	-	3,281	8,650	-	20,989	86,391	11.65	535	31.12.2035
1,637	3,034	5,780	11,348	23,022	6,650	26,102	55,774	-	1,257	8,814	-	21,131	86,977	11.55	530	31.12.2036
1,149	2,222	4,425	9,101	19,388	5,231	21,657	46,276	-	248	8,821	-	17,761	73,107	9.56	439	31.12.2037
749	1,511	3,146	6,778	15,160	3,968	16,827	35,955	-	253	8,833	-	14,455	59,496	7.66	352	31.12.2038
503	1,060	2,307	5,208	12,232	3,205	13,580	29,018	-	258	8,897	-	12,250	50,424	6.39	293	31.12.2039
346	760	1,731	4,092	10,091	2,677	11,232	24,000	-	263	8,993	-	10,673	43,929	5.48	252	31.12.2040
245	562	1,336	3,311	8,572	2,221	9,495	20,289	-	269	9,110	-	9,521	39,188	4.80	220	31.12.2041
173	414	1,031	2,675	7,273	1,830	8,008	17,111	-	274	9,238	-	8,544	35,166	4.22	194	31.12.2042
121	302	786	2,137	6,101	1,475	6,664	14,239	-	280	9,374	-	7,667	31,560	3.71	171	31.12.2043
82	213	580	1,652	4,953	1,235	5,444	11,631	-	285	9,518	-	6,879	28,313	3.27	150	31.12.2044

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)
רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 0%	מסים מס הכנסה	מסים היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
54	147	417	1,243	3,912	1,023	4,341	9,276	-	291	9,669	-	6,173	25,409	2.88	132	31.12.2045
11	30	89	277	916	1,164	1,830	3,910	3,229	297	9,827	-	5,540	22,803	2.53	116	31.12.2046
(34)	(102)	(316)	(1,035)	(3,593)	-	-	(3,593)	3,229	303	9,908	-	3,160	13,006	1.42	65	31.12.2047
(77)	(238)	(773)	(2,653)	(9,666)	-	-	(9,666)	3,229	309	10,014	-	1,247	5,133	0.55	25	31.12.2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
93,220	119,133	160,936	232,894	365,612	107,750	403,301	876,660	9,687	53,496	229,782	-	375,354	1,544,980	215	9,872	סה"כ

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)
רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מסים	מסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח ²⁵	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירת (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
2,601	2,772	2,964	3,178	3,419	(418)	1,818	4,819	-	(4,819)	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
4,012	4,463	4,987	5,602	6,329	(983)	4,292	9,638	-	(9,638)	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
(2,091)	(2,427)	(2,836)	(3,337)	(3,958)	828	(1,676)	(4,806)	-	4,819	(13)	-	-	-	-	-	31.12.2025
(2,920)	(3,537)	(4,320)	(5,326)	(6,634)	1,463	(4,455)	(9,625)	-	9,638	(13)	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
731	964	1,287	1,741	2,391	(402)	1,749	3,738	-	(3,738)	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
587	808	1,128	1,599	2,305	(316)	1,749	3,738	-	(3,738)	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
(37)	(52)	(76)	(114)	(172)	172	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(30)	(46)	(70)	(108)	(172)	172	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
(25)	(40)	(63)	(103)	(172)	172	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
273	445	742	1,266	2,219	(230)	1,749	3,738	-	(3,738)	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
230	391	682	1,219	2,244	(255)	1,749	3,738	-	(3,738)	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
(243)	(432)	(786)	(1,474)	(2,847)	489	(2,075)	(4,434)	-	4,434	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
77	143	272	533	1,082	(231)	749	1,600	-	(1,014)	9	-	191	785	0.10	5	31.12.2036
203	393	783	1,611	3,431	1,928	4,714	10,074	-	1,869	178	-	3,890	16,011	2.09	96	31.12.2037
248	500	1,041	2,242	5,016	3,765	7,724	16,505	-	6,621	347	-	7,533	31,005	3.99	183	31.12.2038
442	931	2,027	4,575	10,746	4,098	13,058	27,901	-	3,042	466	-	10,080	41,489	5.26	241	31.12.2039
360	790	1,799	4,253	10,488	5,143	13,751	29,381	-	7,476	557	-	12,007	49,422	6.17	283	31.12.2040

²⁵ מאחר שרמת הודאות הנדרשת להפקת העתודות הצפויות (50%) נמוכה מרמת הודאות הנדרשת להפקת העתודות המוכחות (90%), נדחה מועד ביצוע ההשקעות ההוניות הנדרשות להפקת העתודות הצפויות ביחס למועד ביצוע ההשקעות ההוניות הנדרשות להפקת העתודות המוכחות, בהתאם לפרופיל ההפקה. כך, עלויות פיתוח המצוינות כשליליות בשנים מסוימות בטבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות צפויות, מצוינות כחיוביות בשנים מאוחרות יותר באותה הטבלה, וזאת ביחס לעלויות הפיתוח בטבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות מוכחות. לפרטים אודות סך ההשקעות ההוניות הנדרשות, ראו טבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (עתודות מוכחות (1P) + עתודות צפויות).

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)
רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מסים	מסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח ²⁵	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% (מנכס הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
499	1,143	2,720	6,739	17,450	4,769	19,546	41,764	-	-	632	-	13,606	56,002	6.85	315	31.12.2041
411	984	2,447	6,350	17,263	4,716	19,335	41,315	-	-	625	-	13,459	55,400	6.65	305	31.12.2042
302	753	1,958	5,324	15,198	4,105	16,981	36,284	-	-	549	-	11,821	48,654	5.73	263	31.12.2043
223	580	1,577	4,491	13,462	3,483	14,907	31,852	-	-	482	-	10,377	42,711	4.93	226	31.12.2044
165	448	1,272	3,795	11,945	2,930	13,086	27,961	-	-	424	-	9,109	37,494	4.24	195	31.12.2045
143	407	1,210	3,781	12,495	2,280	12,998	27,773	(3,229)	-	372	-	7,996	32,912	3.65	168	31.12.2046
143	424	1,318	4,317	14,981	2,836	12,513	30,329	(3,229)	-	411	-	8,829	36,340	3.96	182	31.12.2047
153	473	1,536	5,271	19,206	2,334	10,446	31,986	(3,229)	-	436	-	9,368	38,561	4.12	189	31.12.2048
52	167	566	2,035	7,784	1,998	8,606	18,388	-	315	10,593	-	9,401	38,697	4.05	186	31.12.2049
35	117	416	1,565	6,288	1,628	6,964	14,881	-	321	10,746	-	8,327	34,275	3.52	162	31.12.2050
12	43	160	632	2,667	1,767	3,901	8,334	3,412	328	10,909	-	7,376	30,359	3.06	140	31.12.2051
6	22	84	349	1,546	1,393	2,585	5,524	3,412	334	11,081	-	6,531	26,882	2.65	122	31.12.2052
-	-	(2)	(7)	(33)	832	703	1,503	3,412	341	11,239	-	5,294	21,789	2.11	97	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
6,562	11,627	24,823	61,999	175,967	50,466	187,467	413,899	549	9,115	60,030	-	155,195	38,788	73	3,358	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מסים	מסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
18,656	19,057	19,485	19,944	20,436	5,234	11,098	36,768	-	2,957	7,581	-	15,181	62,487	9.65	443	31.12.2022
11,619	12,385	13,239	14,196	15,274	5,411	11,284	31,968	-	5,888	7,574	-	14,579	60,009	9.10	418	31.12.2023
11,752	13,072	14,608	16,410	18,539	4,604	15,489	38,632	-	411	7,231	-	14,850	61,123	9.24	424	31.12.2024
6,301	7,313	8,544	10,054	11,927	5,463	13,800	31,189	-	9,834	7,114	-	15,448	63,584	9.97	458	31.12.2025
5,253	6,362	7,770	9,580	11,932	5,588	15,342	32,863	-	9,838	7,225	-	16,022	65,948	10.19	468	31.12.2026
7,291	9,214	11,766	15,197	19,874	4,745	21,657	46,277	-	204	7,383	-	17,286	71,149	10.97	504	31.12.2027
6,334	8,352	11,150	15,087	20,717	5,035	22,655	48,408	-	208	7,530	-	18,018	74,164	11.11	510	31.12.2028
5,372	7,392	10,317	14,625	21,087	5,192	23,117	49,395	-	212	7,681	-	18,385	75,673	11.29	518	31.12.2029
4,496	6,455	9,418	13,987	21,175	5,255	23,250	49,679	-	216	7,835	-	18,527	76,257	11.33	520	31.12.2030
4,005	6,001	9,154	14,240	22,637	5,709	24,936	53,282	-	220	7,991	-	19,734	81,229	11.55	530	31.12.2031
3,408	5,328	8,497	13,849	23,116	5,852	25,483	54,450	-	225	8,151	-	20,162	82,988	11.65	535	31.12.2032
2,871	4,684	7,810	13,335	23,370	5,996	25,833	55,198	-	229	8,314	-	20,456	84,198	11.65	535	31.12.2033
2,387	4,063	7,082	12,668	23,311	6,394	26,132	55,838	-	234	8,480	-	20,716	85,269	11.65	535	31.12.2034
1,605	2,850	5,194	9,733	18,806	7,282	22,949	49,037	-	7,715	8,650	-	20,989	86,391	11.65	535	31.12.2035
1,714	3,177	6,052	11,881	24,105	6,418	26,851	57,374	-	243	8,823	-	21,322	87,762	11.65	535	31.12.2036
1,352	2,615	5,209	10,712	22,819	7,159	26,372	56,350	-	2,117	9,000	-	21,651	89,118	11.65	535	31.12.2037
996	2,011	4,187	9,020	20,176	7,733	24,551	52,460	-	6,874	9,180	-	21,987	90,501	11.65	535	31.12.2038
945	1,991	4,334	9,783	22,978	7,303	26,638	56,919	-	3,300	9,363	-	22,330	91,912	11.65	535	31.12.2039
706	1,551	3,529	8,345	20,579	7,820	24,983	53,382	-	7,739	9,550	-	22,680	93,351	11.65	535	31.12.2040
744	1,705	4,057	10,050	26,022	6,990	29,041	62,053	-	269	9,741	-	23,126	95,190	11.65	535	31.12.2041
584	1,398	3,477	9,025	24,536	6,546	27,343	58,426	-	274	9,863	-	22,003	90,566	10.87	499	31.12.2042

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מסים	מסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
423	1,055	2,744	7,461	21,299	5,579	23,645	50,523	-	280	9,923	-	19,488	80,214	9.44	433	31.12.2043
305	793	2,157	6,143	18,415	4,718	20,350	43,483	-	285	10,000	-	17,255	71,024	8.20	376	31.12.2044
219	594	1,688	5,038	15,857	3,953	17,427	37,237	-	291	10,092	-	15,282	62,903	7.12	327	31.12.2045
154	437	1,298	4,058	13,411	3,444	14,828	31,684	-	297	10,199	-	13,536	55,715	6.18	284	31.12.2046
109	323	1,002	3,282	11,388	2,836	12,513	26,736	-	303	10,319	-	11,989	49,346	5.37	247	31.12.2047
76	235	763	2,618	9,540	2,334	10,446	22,319	-	309	10,450	-	10,615	43,694	4.66	214	31.12.2048
52	167	566	2,035	7,784	1,998	8,606	18,388	-	315	10,593	-	9,401	38,697	4.05	186	31.12.2049
35	117	416	1,565	6,288	1,628	6,964	14,881	-	321	10,746	-	8,327	34,275	3.52	162	31.12.2050
12	43	160	632	2,667	1,767	3,901	8,334	3,412	328	10,909	-	7,376	30,359	3.06	140	31.12.2051
6	22	84	349	1,546	1,393	2,585	5,524	3,412	334	11,081	-	6,531	26,882	2.65	122	31.12.2052
-	-	(2)	(7)	(33)	832	703	1,503	3,412	341	11,239	-	5,294	21,789	2.11	97	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
99,782	130,762	185,755	294,895	541,578	158,211	590,772	1,290,560	10,236	62,611	289,811	-	530,546	2,183,767	288	13,230	סה"כ

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)
רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מסים	מסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
408	725	1,321	2,475	4,782	(805)	3,499	7,476	-	(7,476)	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
(12)	(23)	(43)	(85)	(172)	172	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2036
61	117	234	480	1,024	(29)	875	1,869	-	(1,869)	-	-	-	-	-	-	31.12.2037
198	401	834	1,797	4,020	(498)	3,099	6,621	-	(6,621)	-	-	-	-	-	-	31.12.2038
65	137	298	672	1,579	40	1,424	3,042	-	(3,042)	-	-	-	-	-	-	31.12.2039
(15)	(33)	(75)	(177)	(437)	437	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2040

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)
רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מסים	מסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
(12)	(29)	(68)	(169)	(437)	437	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2041
(139)	(332)	(826)	(2,144)	(5,828)	2,272	(3,129)	(6,685)	-	11,532	73	-	1,579	6,499	0.78	36	31.12.2042
63	157	408	1,110	3,169	2,287	4,799	10,255	-	3,738	212	-	4,559	18,764	2.21	101	31.12.2043
110	287	780	2,221	6,659	3,217	8,688	18,564	-	3,738	338	-	7,265	29,905	3.45	158	31.12.2044
168	458	1,302	3,884	12,224	3,652	13,966	29,842	-	-	452	-	9,722	40,015	4.53	208	31.12.2045
175	495	1,472	4,602	15,210	4,323	17,183	36,715	-	-	556	-	11,961	49,233	5.47	251	31.12.2046
165	489	1,519	4,976	17,267	4,941	19,536	41,744	-	-	633	-	13,599	55,976	6.09	280	31.12.2047
129	398	1,291	4,429	16,138	4,554	18,203	38,895	-	-	590	-	12,671	52,156	5.57	256	31.12.2048
98	316	1,071	3,851	14,731	3,945	16,430	35,107	-	-	532	-	11,437	47,076	4.93	226	31.12.2049
74	249	885	3,333	13,388	3,467	14,827	31,682	-	-	481	-	10,322	42,484	4.36	200	31.12.2050
66	231	859	3,387	14,287	2,736	14,975	31,999	(3,412)	-	434	-	9,313	38,333	3.86	177	31.12.2051
56	204	792	3,272	14,492	2,832	15,240	32,563	(3,412)	-	442	-	9,497	39,090	3.86	177	31.12.2052
47	181	734	3,178	14,776	3,344	15,941	34,062	(3,412)	-	465	-	9,985	41,100	3.98	183	31.12.2053
34	135	572	2,596	12,674	3,660	14,369	30,704	-	348	11,854	-	13,769	56,674	5.38	247	31.12.2054
23	97	432	2,053	10,524	3,114	11,998	25,637	-	355	12,005	-	12,194	50,190	4.67	215	31.12.2055
12	52	242	1,204	6,483	2,902	8,255	17,640	3,412	362	12,168	-	10,777	44,358	4.05	186	31.12.2056
8	35	171	893	5,047	2,428	6,576	14,050	3,412	362	12,350	-	9,683	39,857	3.57	164	31.12.2057
5	23	116	636	3,776	1,949	5,037	10,763	3,412	362	12,542	-	8,690	35,768	3.14	144	31.12.2058
1,787	4,770	14,321	48,474	185,376	55,377	211,791	452,545	-	1,789	66,127	-	167,023	687,478	70	3,209	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)
רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרים מס	סה"כ תזרים מהוון אחרים מס	סה"כ תזרים מהוון אחרים מס	סה"כ תזרים מהוון אחרים מס	סה"כ תזרים מהוון אחרים מס	מסים	מסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM 100%) מנכס הנפט	כמות מכירת קונדינסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
18,656	19,057	19,485	19,944	20,436	5,234	11,098	36,768	-	2,957	7,581	-	15,181	62,487	9.65	443	31.12.2022
11,619	12,385	13,239	14,196	15,274	5,411	11,284	31,968	-	5,888	7,574	-	14,579	60,009	9.10	418	31.12.2023
11,752	13,072	14,608	16,410	18,539	4,604	15,489	38,632	-	411	7,231	-	14,850	61,123	9.24	424	31.12.2024
6,301	7,313	8,544	10,054	11,927	5,463	13,800	31,189	-	9,834	7,114	-	15,448	63,584	9.97	458	31.12.2025
5,253	6,362	7,770	9,580	11,932	5,588	15,342	32,863	-	9,838	7,225	-	16,022	65,948	10.19	468	31.12.2026
7,291	9,214	11,766	15,197	19,874	4,745	21,657	46,277	-	204	7,383	-	17,286	71,149	10.97	504	31.12.2027
6,334	8,352	11,150	15,087	20,717	5,035	22,655	48,408	-	208	7,530	-	18,018	74,164	11.11	510	31.12.2028
5,372	7,392	10,317	14,625	21,087	5,192	23,117	49,395	-	212	7,681	-	18,385	75,673	11.29	518	31.12.2029
4,496	6,455	9,418	13,987	21,175	5,255	23,250	49,679	-	216	7,835	-	18,527	76,257	11.33	520	31.12.2030
4,005	6,001	9,154	14,240	22,637	5,709	24,936	53,282	-	220	7,991	-	19,734	81,229	11.55	530	31.12.2031
3,408	5,328	8,497	13,849	23,116	5,852	25,483	54,450	-	225	8,151	-	20,162	82,988	11.65	535	31.12.2032
2,871	4,684	7,810	13,335	23,370	5,996	25,833	55,198	-	229	8,314	-	20,456	84,198	11.65	535	31.12.2033
2,387	4,063	7,082	12,668	23,311	6,394	26,132	55,838	-	234	8,480	-	20,716	85,269	11.65	535	31.12.2034
2,013	3,575	6,515	12,208	23,588	6,477	26,448	56,513	-	239	8,650	-	20,989	86,391	11.65	535	31.12.2035
1,702	3,154	6,009	11,796	23,933	6,590	26,851	57,374	-	243	8,823	-	21,322	87,762	11.65	535	31.12.2036
1,413	2,732	5,442	11,193	23,843	7,129	27,246	58,219	-	248	9,000	-	21,651	89,118	11.65	535	31.12.2037
1,195	2,411	5,021	10,817	24,196	7,235	27,650	59,081	-	253	9,180	-	21,987	90,501	11.65	535	31.12.2038
1,010	2,128	4,632	10,456	24,556	7,343	28,062	59,961	-	258	9,363	-	22,330	91,912	11.65	535	31.12.2039
691	1,518	3,454	8,168	20,142	8,257	24,983	53,382	-	7,739	9,550	-	22,680	93,351	11.65	535	31.12.2040
731	1,676	3,989	9,881	25,585	7,427	29,041	62,053	-	269	9,741	-	23,126	95,190	11.65	535	31.12.2041
445	1,066	2,651	6,881	18,708	8,818	24,215	51,740	-	11,806	9,936	-	23,582	97,065	11.65	535	31.12.2042
486	1,212	3,153	8,571	24,468	7,866	28,444	60,778	-	4,018	10,135	-	24,047	98,978	11.65	535	31.12.2043
415	1,080	2,937	8,365	25,074	7,935	29,038	62,047	-	4,023	10,338	-	24,521	100,928	11.65	535	31.12.2044

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)
רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מסים	מסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושקיעות	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	שיתקבלו תמלוגים	שישולמו תמלוגים	הכנסות	כמות מכירות (BCM 100%) מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
387	1,052	2,990	8,922	28,081	7,605	31,393	67,079	-	291	10,544	-	25,004	102,918	11.65	535	31.12.2045
329	932	2,771	8,661	28,621	7,767	32,011	68,399	-	297	10,755	-	25,497	104,948	11.65	535	31.12.2046
274	812	2,522	8,258	28,654	7,777	32,049	68,481	-	303	10,951	-	25,588	105,322	11.47	526	31.12.2047
205	633	2,054	7,048	25,678	6,888	28,648	61,215	-	309	11,040	-	23,287	95,850	10.23	470	31.12.2048
150	482	1,637	5,885	22,515	5,944	25,035	53,495	-	315	11,125	-	20,839	85,773	8.98	412	31.12.2049
109	366	1,301	4,898	19,676	5,095	21,791	46,563	-	321	11,227	-	18,649	76,759	7.88	362	31.12.2050
78	275	1,019	4,020	16,954	4,503	18,876	40,333	-	328	11,343	-	16,689	68,692	6.92	317	31.12.2051
62	226	876	3,621	16,037	4,225	17,825	38,087	-	334	11,523	-	16,028	65,973	6.51	299	31.12.2052
47	181	732	3,171	14,744	4,177	16,644	35,565	-	341	11,704	-	15,279	62,889	6.09	280	31.12.2053
34	135	572	2,596	12,674	3,660	14,369	30,704	-	348	11,854	-	13,769	56,674	5.38	247	31.12.2054
23	97	432	2,053	10,524	3,114	11,998	25,637	-	355	12,005	-	12,194	50,190	4.67	215	31.12.2055
12	52	242	1,204	6,483	2,902	8,255	17,640	3,412	362	12,168	-	10,777	44,358	4.05	186	31.12.2056
8	35	171	893	5,047	2,428	6,576	14,050	3,412	362	12,350	-	9,683	39,857	3.57	164	31.12.2057
5	23	116	636	3,776	1,949	5,037	10,763	3,412	362	12,542	-	8,690	35,768	3.14	144	31.12.2058
101,569	135,531	200,078	343,374	726,952	213,589	802,561	1,743,106	10,236	64,400	355,937	-	697,572	2,871,245	358	16,440	סה"כ

אזהרה – יובהר כי נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון מייצגים ערך נוכחי אך לא דווקא מייצגים שווי הוגן. אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, בין היתר ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, תחזית ביקושים לגז טבעי, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הונית, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה, לרבות לעניין התאמות המחיר לפי ההסכם והתיקון להסכם עם חברת החשמל והסכם הייצוא למצרים, התקיימות התנאים המתלים לתיקונים להסכמים עם חברת החשמל ודליה ואשר לגביהן אין כל ודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההנחות וההערכות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאי התחרות שישררו בשוק ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק המקומי ו/או בשווקי הייצוא של הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו. עוד יצוין, כי שיעור התאמת המחיר במועדי התאמות המחיר כפי שנקבעו בתיקון להסכם עם חברת החשמל והסכם הייצוא למצרים עשוי להיות שונה מהותית מהערכת החברה, בין היתר, כתוצאה ממחירי הגז הטבעי בשוק המקומי בפועל במועדי התאמות המחיר, והכל בהתאם למנגנוני ההתאמה כפי שנקבעו בהסכמים כאמור.

ד. להלן ניתוח רגישות של התזרים המהוון ליום 31.12.2021 לפרמטרים העיקריים המרכיבים אותו (מחיר הגז וכמות מכירות הגז)²⁶ (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי החברה:
(א) ניתוח רגישות למחיר הגז

גידול במחיר הגז בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	414,055	180,677	133,618	104,542
עתודות צפויות (Probable Reserves)	194,941	27,057	12,455	6,858
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	608,997	207,734	146,073	111,400
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	206,695	15,761	5,204	1,928
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	815,692	223,495	151,278	113,327

קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	317,071	141,127	104,570	81,812
עתודות צפויות (Probable Reserves)	157,083	22,602	10,810	6,271
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	474,154	163,729	115,380	88,082
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	164,055	12,883	4,339	1,646
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	638,209	176,612	119,719	89,728

²⁶ רגישות לשינוי בכמות הגז הנמכרת. יודגש כי הניתוחים האמורים אינם לוקחים בחשבון שינויים בתוכנית ההשקעות העתידית, הן ביחס להגדלת הכמות או להקטנתה.

גידול במחיר הגז בשיעור של 15%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	438,197	190,521	140,835	110,177
עתודות צפויות (Probable Reserves)	204,523	28,199	12,887	7,022
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	642,720	218,720	153,722	117,199
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	217,355	16,481	5,421	1,998
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	860,075	235,201	159,143	119,197

קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	292,792	131,193	97,255	76,071
עתודות צפויות (Probable Reserves)	147,626	21,481	10,391	6,117
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	440,417	152,674	107,646	82,187
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	153,395	12,163	4,122	1,575
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	593,813	164,837	111,768	83,762

גידול במחיר הגז בשיעור של 20%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	462,332	200,353	148,039	115,798
עתודות צפויות (Probable Reserves)	214,123	29,353	13,330	7,195
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	676,455	229,706	161,369	122,993
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	228,015	17,201	5,637	2,069
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	904,470	246,907	167,006	125,061

קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	268,517	121,239	89,914	70,300
עתודות צפויות (Probable Reserves)	138,142	20,343	9,959	5,952
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	406,659	141,582	99,872	76,253
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	142,735	11,443	3,906	1,504
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	549,394	153,025	103,778	77,757

(ב) ניתוח רגישות למכירות הגז

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	389,703	176,782	131,996	103,846
עתודות צפויות (Probable Reserves)	164,455	26,614	12,736	7,116
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	554,159	203,396	144,732	110,962
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	172,102	15,942	5,540	2,106
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	726,261	219,338	150,272	113,067

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	312,266	140,583	104,367	81,731
עתודות צפויות (Probable Reserves)	158,676	22,908	10,942	6,329
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	470,942	163,492	115,308	88,059
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	164,280	12,987	4,379	1,661
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	635,222	176,478	119,687	89,720

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	386,327	182,103	137,254	108,599
עתודות צפויות (Probable Reserves)	165,054	28,612	13,865	7,706
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	551,381	210,715	151,119	116,305
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	174,658	17,539	6,249	2,407
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	726,039	228,254	157,368	118,712

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	287,989	130,650	97,052	75,990
עתודות צפויות (Probable Reserves)	149,218	21,787	10,522	6,175
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	437,207	152,437	107,574	82,165
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	153,621	12,267	4,163	1,590
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	590,828	164,704	111,737	83,755

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	395,756	189,097	143,120	113,565
עתודות צפויות (Probable Reserves)	159,905	29,225	14,402	8,055
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	555,661	218,322	157,523	121,620
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	171,318	18,551	6,801	2,674
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	726,979	236,873	164,323	124,294

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	263,546	120,681	89,706	70,218
עתודות צפויות (Probable Reserves)	139,905	20,665	10,096	6,012
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	403,451	141,346	99,801	76,231
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	142,961	11,547	3,946	1,520
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	546,412	152,893	103,748	77,751

ה. להלן ניתוח רגישות של התזרים המהווך ליום 31.12.2021 למרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר (מדד המחירים לצרכן האמריקאי (CPI)²⁷ ותעריף ייצור החשמל) (באלפי דולר) אשר בוצע על-ידי החברה²⁸:

(א) ניתוח רגישות לתחזית ה-CPI

גידול בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	363,179	160,566	118,960	93,130
עתודות צפויות (Probable Reserves)	175,361	24,798	11,623	6,559
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	538,540	185,364	130,583	99,689
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	183,868	14,265	4,759	1,784
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	722,408	199,629	135,342	101,473

קיטון בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	367,920	161,272	119,282	93,292
עתודות צפויות (Probable Reserves)	176,542	24,845	11,632	6,561
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	544,463	186,117	130,914	99,852
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	186,798	14,375	4,783	1,789
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	731,261	200,492	135,697	101,642

²⁷ עלויות התפעול בתזרים מותאמות אף הן ל-CPI.

²⁸ על אף שתעריף ייצור החשמל מושפע, בין היתר, מה-CPI, בניתוח הרגישות שבטבלה להלן, לא נלקחה בחשבון השפעה זו.

(ב) ניתוח רגישות לתחזית תעריף ייצור החשמל

גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	369,987	163,625	121,362	95,120
עתודות צפויות (Probable Reserves)	175,941	24,797	11,603	6,537
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	545,928	188,422	132,965	101,657
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	185,375	14,322	4,771	1,787
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	731,303	202,744	137,737	103,444

קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	362,511	159,235	117,788	92,117
עתודות צפויות (Probable Reserves)	175,977	24,831	11,636	6,568
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	538,488	184,066	129,424	98,685
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	192,773	16,426	6,273	2,956
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	731,261	200,492	135,697	101,642

ו. להלן ניתוח רגישות של התזרים המהוון ליום 31.12.2021 למכירת כמויות מעבר לכמויות המינימאליות (Take or Pay)²⁹ על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרה השותפות (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי החברה:

גידול בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר לכמויות המינימאליות, בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	385,806	168,060	123,871	96,527
עתודות צפויות (Probable Reserves)	165,520	26,049	12,438	6,994
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	551,326	194,109	136,309	103,521
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	179,906	15,826	5,413	2,038
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	731,232	209,935	141,722	105,559

קיטון בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר לכמויות המינימאליות, בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	329,150	151,346	113,392	89,490
עתודות צפויות (Probable Reserves)	158,575	22,812	10,848	6,239
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	487,725	174,158	124,240	95,729
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	164,279	12,986	4,379	1,661
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	652,004	187,144	128,619	97,390

²⁹ הכמויות המינימאליות כוללות גם את כמויות ההתחייבויות התפעוליות הכלולות בתיקונים להסכמים עם חברת החשמל ודליה.

ז. **התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים ביחס לכמות העתודות המשויות לנכס הנפט**
ההבדלים העיקריים בין דוח העתודות הנוכחי לבין דוח העתודות הקודם נובעים מהפקה של כ- 306 BCF גז טבעי וכ- 403 אלפי חביות קונדנסט שהתבצעה במהלך שנת 2021.

ח. **נתוני הפקה**

להלן מובאים נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לחברה בשנים 2019-2021³⁰:

גז טבעי³¹

שנת 2021	שנת 2020	שנת 2019	
305,855	291,337	368,713	סה"כ תפוקה (100%) בתקופה (ב-MMCF)
11,622	11,071	14,011	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) בתקופה (ב-MMCF)
4.58	5.14	5.53	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
1.13	1.20	1.36	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF) ³²
0.44	0.33	0.40	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
3.01	3.61	3.77	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
2.9	2.7	3.3	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-%) ³³

קונדנסט³⁴

שנת 2021	שנת 2020	שנת 2019	
402.95	382.92	482.29	סה"כ תפוקה (100%) בתקופה (ב-MMCF)
15.3	14.6	18.3	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) בתקופה (באלפי חביות)
60.43	34.88	56.42	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)

³⁰ יצוין, כי ממועד תחילת הזרמת הגז הטבעי מפרויקט תמר (קרי: יום 30 במרץ 2013) ועד ליום 31.12.2021 סופק ללקוחות גז טבעי בכמות כוללת של כ- BCM 77.9. עוד יצוין, כי היקף ההפקה הממוצע ליום של גז טבעי הסתכם בשנתיים האחרונות (1.1.2020 – 31.12.2021) לכ- 812 MMCF (כ- 0.8 BCF). נתוני ההפקה לשנת 2021 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

³¹ השיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של החברה בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

³² לפרטים אודות המחלוקות בקשר עם תמלוג על לצדדים שלישיים ראו ביאור 4' לדוחות הכספיים ליום 30.9.2021 של החברה הכלולים בדוח רבעון שלישי ודוח מיידי של החברה מיום 2.2.2022 (מס' אסמכתא 014113-01-2022). לעניין זה ראו גם סעיף ג(ח) לעיל.

³³ שיעור האזילה הינו שיעור הגז הטבעי המופק בתקופת הדיווח הרלוונטית, מתוך יתרת העתודות המוכחות והצפויות לתחילת אותה תקופת דיווח. שיעור האזילה האמור מחושב בסוף שנה ולא במהלכה.

³⁴ השיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של החברה בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

שנת 2021	שנת 2020	שנת 2019	
14.21	7.86	13.71	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית) ³⁵
2.41	1.83	2.18	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
43.81	25.19	40.53	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
2.9	2.7	3.3	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב- %) ³⁶

ט. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספת א'** דוח עתודות של פרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW) שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2021, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

י. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 7 במרס 2022 ;
- (2) ציון שם התאגיד: אלון גז פיתוח אנרגיה בע"מ ;
- (3) המוסמכים להעריך את המשאבים, שמם ותפקידם: יובל הררי, יו"ר דירקטוריון וצחי גרוסוסר, מנכ"ל ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין החברה ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources Management System (2018) Petroleum כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי החברה ;

³⁵ ראו הערת שוליים 32 לעיל.

³⁶ כמות הקונדנסט המופקת מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.

(9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

צחי גרוסוסר,
מנכ"ל

יובל הררי,
יו"ר דירקטוריון

השותפים בפרויקט תמר ושיעור החזקותיהם הינם כדלקמן:

25.00%	Chevron Mediterranean Limited
28.75%	ישראל מקו נגב 2, שותפות מוגבלת
16.75%	תמר פטרוליום בע"מ
11.00%	Tamar Investment 1 RSC Limited
11.00%	Tamar Investment 2 RSC Limited
4.00%	דור חיפוש גז - שותפות מוגבלת
3.50%	אורסט תשתיות - שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

אלון גז פיתוח אנרגיה בע"מ

ע"י צחי גרוסוסר, מנכ"ל

ואלעד סופר, סמנכ"ל הכספים

נספח א'

March 7, 2022

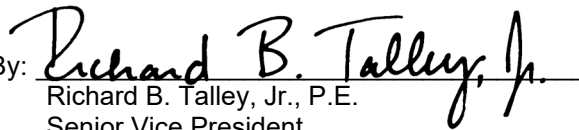
Mr. Elad Soffer
Alon Gas Energy Development Ltd.
France Building
Europark, P.O.B. 10
Yakum 60972
Israel

Dear Mr. Soffer:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Alon Gas Energy Development Ltd. (Alon) to use our report dated March 7, 2022, to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange. This report sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2021, to the Alon interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Senior Vice President

RBT:PNH

ESTIMATES
of
RESERVES AND FUTURE REVENUE
to the
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD. INTEREST
in
CERTAIN GAS PROPERTIES
located in
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS
TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
as of
DECEMBER 31, 2021

BASED ON PRICE AND COST PARAMETERS
specified by
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD.

NSAI
NETHERLAND, SEWELL
& ASSOCIATES, INC.
WORLDWIDE PETROLEUM
CONSULTANTS
ENGINEERING • GEOLOGY
GEOPHYSICS • PETROPHYSICS

March 7, 2022

Alon Gas Energy Development Ltd.
France Building
Europark, P.O.B. 10
Yakum 60972
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2021, to the Alon Gas Energy Development Ltd. (Alon) interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. It is our understanding that Alon owns an indirect working interest in these properties. Reserves in Tamar Southwest Field that extend beyond the Tamar Lease boundary have not been included in this report. We completed our evaluation on or about the date of this letter. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Alon, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Alon's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the Alon working interest reserves for these properties, as of December 31, 2021, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	7,592.9	288.5	9.9	0.4
Probable	2,582.7	98.1	3.4	0.1
Proved + Probable (2P)	10,175.6	386.7	13.2	0.5
Possible	2,468.3	93.8	3.2	0.1
Proved + Probable + Possible (3P)	12,643.9	480.5	16.4	0.6

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Alon interest in these properties, as of December 31, 2021, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	365.6	232.9	160.9	119.1	93.2
Probable	176.0	62.0	24.8	11.6	6.6
Proved + Probable (2P)	541.6	294.9	185.8	130.8	99.8
Possible	185.4	48.5	14.3	4.8	1.8
Proved + Probable + Possible (3P)	727.0	343.4	200.1	135.5	101.6

Totals may not add because of rounding.

March 7, 2022
Page 2 of 4

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of December 31, 2021, to be:

Category	Tamar		Tamar Southwest		Total	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Proved (1P)	6,796.5	8.8	796.4	1.0	7,592.9	9.9
Probable	2,423.6	3.2	159.1	0.2	2,582.7	3.4
Proved + Probable (2P)	9,220.0	12.0	955.6	1.2	10,175.6	13.2
Possible	2,366.0	3.1	102.2	0.1	2,468.3	3.2
Proved + Probable + Possible (3P)	11,586.1	15.1	1,057.8	1.4	12,643.9	16.4

Totals may not add because of rounding.

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the March 2, 2022, exchange rate was 3.24 Israeli New Shekels per United States dollar.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves are inclusive of proved developed producing and proved undeveloped reserves. Our study indicates that as of December 31, 2021, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated.

Working interest revenue shown in this report is Alon's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Alon's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Alon's estimates of its oil and gas profits levy and corporate income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category. Table VI presents Alon's historical production and operating expense data.

As requested, this report has been prepared using gas and condensate prices specified by Alon. Gas prices are based on Alon's estimates of expected approved and future sales contracts. These contract prices are derived mainly from various formulae that include indexation to the Consumer Price Index, the Power Generation Tariffs published by The Electricity Authority, or an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on Brent Crude prices and are adjusted for quality, transportation fees, and market differentials.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Alon. Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Alon's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project; Chevron Mediterranean Limited is the operator of the properties. Based on a review of the records provided to us and our knowledge of similar properties, we regard these estimated operating costs to be reasonable. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs and, as requested, are escalated for inflation using rates specified by Alon.

March 7, 2022
Page 3 of 4

Capital costs used in this report were provided by Alon and are based on estimates of future expenditures for the purpose of preserving and expanding the production capacity. Capital costs are those amounts of expenditures already authorized by the partners and amounts forecasted by Alon that are required for the above purpose, including ongoing maintenance projects, new development wells, additional infrastructure, and production equipment. It is our understanding that Tamar and Tamar Southwest Fields are being developed under the Tamar Development Plan. Based on our understanding of this future development plan, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Alon's estimates of the costs to abandon the wells, platform, and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation, with the exception of maintenance capital projects, which are escalated for inflation using rates specified by Alon.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the Alon interest. Therefore, our estimates of reserves and future revenue do not include adjustments for the settlement of any such imbalances; our projections are based on Alon receiving its net revenue interest share of estimated future gross production.

The reserves shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent chance that the quantities will be equal to, or greater than, the quantities of the proved plus probable plus possible reserves. Estimates of reserves may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with the current development plan as provided to us by Alon, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the reserves, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If the reserves are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received for the reserves, and costs incurred in recovering such reserves may vary from assumptions made while preparing this report. The near-term gas sales forecasts used in this report were provided by Alon. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including performance analysis, volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate reserves in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analyses are summarized in Tables VII and VIII. As in all aspects of oil and gas

March 7, 2022
Page 4 of 4

evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2021, by Mr. Elad Soffer, Chief Financial Officer of Alon, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Alon, Chevron Mediterranean Limited, other interest owners, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Alon.

QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons primarily responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.


This assessment has been led by Mr. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver and Mr. Long are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Cliver is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 107216). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2009 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

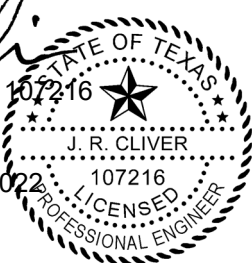
Sincerely,

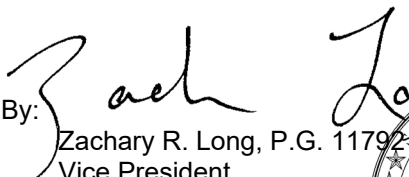
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

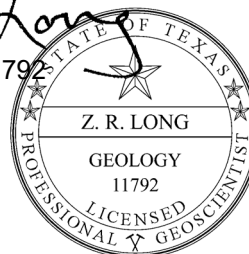
By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 
John R. Cliver, P.E. 107216
Vice President
Date Signed: March 7, 2022
JRC:PNH



By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President
Date Signed: March 7, 2022



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and European Association of Geoscientists & Engineers.

Preamble

Petroleum resources are the quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resources assessments estimate quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations. Resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

This updated PRMS provides fundamental principles for the evaluation and classification of petroleum reserves and resources. If there is any conflict with prior SPE and PRMS guidance, approved training, or the Application Guidelines, the current PRMS shall prevail. It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for entities, governments, and regulatory agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein must be clearly identified. The terms "shall" or "must" indicate that a provision herein is mandatory for PRMS compliance, while "should" indicates a recommended practice and "may" indicates that a course of action is permissible. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

1.0.0.1 A classification system of petroleum resources is a fundamental element that provides a common language for communicating both the confidence of a project's resources maturation status and the range of potential outcomes to the various entities. The PRMS provides transparency by requiring the assessment of various criteria that allow for the classification and categorization of a project's resources. The evaluation elements consider the risk of geologic discovery and the technical uncertainties together with a determination of the chance of achieving the commercial maturation status of a petroleum project.

1.0.0.2 The technical estimation of petroleum resources quantities involves the assessment of quantities and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with exploration, appraisal, and development projects at various stages of design and implementation. The commercial aspects considered will relate the project's maturity status (e.g., technical, economical, regulatory, and legal) to the chance of project implementation.

1.0.0.3 The use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios. The application of PRMS must consider both technical and commercial factors that impact the project's feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

1.1.0.1 Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid state. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content can be greater than 50%.

1.1.0.2 The term resources as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring within the Earth's crust, both discovered and undiscovered (whether recoverable or unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered as conventional or unconventional resources.

1.1.0.3 Figure 1.1 graphically represents the PRMS resources classification system. The system classifies resources into discovered and undiscovered and defines the recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable Petroleum.

1.1.0.4 The horizontal axis reflects the range of uncertainty of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the chance of commerciality, P_c , which is the chance that a project will be committed for development and reach commercial producing status.

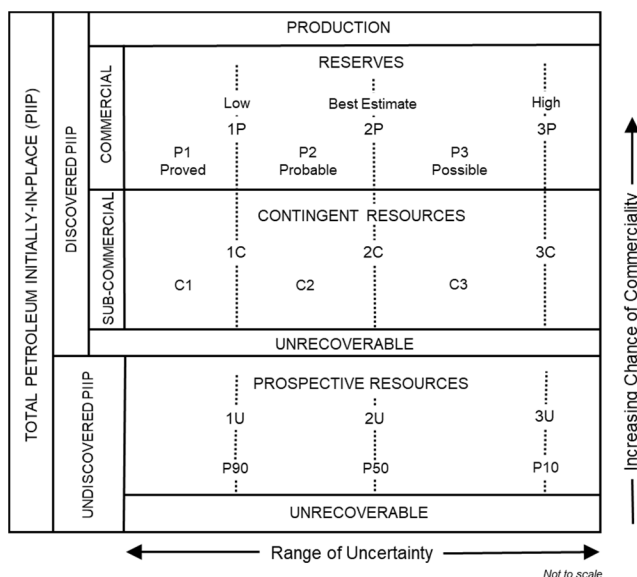


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

1.1.0.5 The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

- A. **Total Petroleum Initially-In-Place (PIIP)** is all quantities of petroleum that are estimated to exist originally in naturally occurring accumulations, discovered and undiscovered, before production.
- B. **Discovered PIIP** is the quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations before production.
- C. **Production** is the cumulative quantities of petroleum that have been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated, and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Section 3.2, Production Measurement).

1.1.0.6 Multiple development projects may be applied to each known or unknown accumulation, and each project will be forecast to recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into commercial, sub-commercial, and undiscovered, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources respectively, as defined below.

- A. 1. **Reserves** are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation's effective date) based on the development project(s) applied.
 - 2. Reserves are recommended as sales quantities as metered at the reference point. Where the entity also recognizes quantities consumed in operations (CiO) (see Section 3.2.2), as Reserves these quantities must be recorded separately. Non-hydrocarbon quantities are recognized as Reserves only when sold together with hydrocarbons or CiO associated with petroleum production. If the non-hydrocarbon is separated before sales, it is excluded from Reserves.
 - 3. Reserves are further categorized in accordance with the range of uncertainty and should be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.
- B. **Contingent Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. Contingent Resources have an associated chance of development. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with the estimates and should be sub-classified based on project maturity and/or economic status.
- C. **Undiscovered PIIP** is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.
- D. **Prospective Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of geologic discovery and a chance of development. Prospective Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with recoverable estimates, assuming discovery and development, and may be sub-classified based on project maturity.
- E. **Unrecoverable Resources** are that portion of either discovered or undiscovered PIIP evaluated, as of a given date, to be unrecoverable by the currently defined project(s). A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technology is developed, or additional data are acquired. The remaining portion may never be recovered because of physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

1.1.0.7 The sum of Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources may be referred to as "remaining recoverable resources." Importantly, these quantities should not be aggregated without due consideration of the technical and commercial risk involved with their classification. When such terms are used, each classification component of the summation must be provided.

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

- A. **Estimated Ultimate Recovery (EUR)** is not a resources category or class, but a term that can be applied to an accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable plus those quantities already produced from the accumulation or group of accumulations. For clarity, EUR must reference the associated technical and commercial conditions for the resources; for example, proved EUR is Proved Reserves plus prior production.
- B. **Technically Recoverable Resources (TRR)** are those quantities of petroleum producible using currently available technology and industry practices, regardless of commercial considerations. TRR may be used for specific Projects or for groups of Projects, or, can be an undifferentiated estimate within an area (often basin-wide) of recovery potential.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

1.2 Project-Based Resources Evaluations

1.2.0.1 The resources evaluation process consists of identifying a recovery project or projects associated with one or more petroleum accumulations, estimating the quantities of PIIP, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on maturity status or chance of commerciality.

1.2.0.2 The concept of a project-based classification system is further clarified by examining the elements contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1.2).

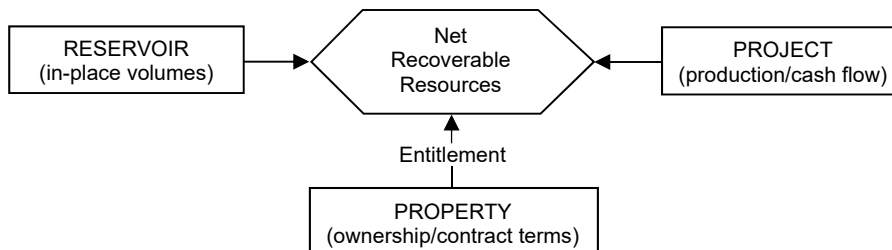


Figure 1.2—Resources evaluation

1.2.0.3 **The reservoir** (contains the petroleum accumulation): Key attributes include the types and quantities of PIIP and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.

1.2.0.4 **The project:** A project may constitute the development of a well, a single reservoir, or a small field; an incremental development in a producing field; or the integrated development of a field or several fields together with the associated processing facilities (e.g., compression). Within a project, a specific reservoir's development generates a unique production and cash-flow schedule at each level of certainty. The integration of these schedules taken to the project's earliest truncation caused by technical, economic, or the contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to total PIIP quantities defines the project's recovery efficiency. Each project should have an associated recoverable resources range (low, best, and high estimate).

1.2.0.5 **The property** (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations, including the fiscal terms. This information allows definition of each participating entity's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations that may be spatially unrelated to a potential single field designation.

1.2.0.6 An entity's net recoverable resources are the entitlement share of future production legally accruing under the terms of the development and production contract or license.

1.2.0.7 In the context of this relationship, the project is the primary element considered in the resources classification, and the net recoverable resources are the quantities derived from each project. A project represents a defined activity or set of activities to develop the petroleum accumulation(s) and the decisions taken to mature the resources to reserves. In general, it is recommended that an individual project has assigned to it a specific maturity level sub-class (See Section 2.1.3.5, Project Maturity Sub-Classes) at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for the project (See Section 2.2.1, Range of Uncertainty). For completeness, a developed field is also considered to be a project.

1.2.0.8 An accumulation or potential accumulation of petroleum is often subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resources classes simultaneously.

1.2.0.10 Not all technically feasible development projects will be commercial. The commercial viability of a development project within a field's development plan is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality). Conditions include technical, economic (e.g., hurdle rates, commodity prices), operating and capital costs, marketing, sales route(s), and legal, environmental, social, and governmental factors forecast to exist and impact the project during the time period being evaluated. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions (e.g., inflation, market factors, and contingencies), exchange rates, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

1.2.0.11 The resources being estimated are those quantities producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Section 3.2.1, Reference Point) and may permit forecasts of CiO quantities (see Section 3.2.2., Consumed in Operations). The cumulative production forecast from the effective date forward to cessation of production is the remaining recoverable resources quantity (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

1.2.0.12 The supporting data, analytical processes, and assumptions describing the technical and commercial basis used in an evaluation must be documented in sufficient detail to allow, as needed, a qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor to clearly understand each project's basis for the estimation, categorization, and classification of recoverable resources quantities and, if appropriate, associated commercial assessment.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

2.1.0.1 The PRMS classification establishes criteria for the classification of the total PIIP. A determination of a discovery differentiates between discovered and undiscovered PIIP. The application of a project further differentiates the recoverable from unrecoverable resources. The project is then evaluated to determine its maturity status to allow the classification distinction between commercial and sub-commercial projects. PRMS requires the project's recoverable resources quantities to be classified as either Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources.

2.1.1 Determination of Discovery Status

2.1.1.1 A discovered petroleum accumulation is determined to exist when one or more exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially recoverable hydrocarbons and thus have established a known accumulation. In the absence of a flow test or sampling, the discovery determination requires confidence in the presence of hydrocarbons and evidence of producibility, which may be supported by suitable producing analogs (see Section 4.1.1, Analogs). In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place quantity demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for commercial recovery.

2.1.1.2 Where a discovery has identified potentially recoverable hydrocarbons, but it is not considered viable to apply a project with established technology or with technology under development, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable with no Contingent Resources. In future evaluations, as appropriate for petroleum resources management purposes, a portion of these unrecoverable quantities may become recoverable resources as either commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

2.1.2.1 Discovered recoverable quantities (Contingent Resources) may be considered commercially mature, and thus attain Reserves classification, if the entity claiming commerciality has demonstrated a firm intention to proceed with development. This means the entity has satisfied the internal decision criteria (typically rate of return at or above the weighted average cost-of-capital or the hurdle rate). Commerciality is achieved with the entity's commitment to the project and all of the following criteria:

- A. Evidence of a technically mature, feasible development plan.
- B. Evidence of financial appropriations either being in place or having a high likelihood of being secured to implement the project.
- C. Evidence to support a reasonable time-frame for development.
- D. A reasonable assessment that the development projects will have positive economics and meet defined investment and operating criteria. This assessment is performed on the estimated entitlement forecast quantities and associated cash flow on which the investment decision is made (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).
- E. A reasonable expectation that there will be a market for forecast sales quantities of the production required to justify development. There should also be similar confidence that all produced streams (e.g., oil, gas, water, CO₂) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
- F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

2.1.2.2 The commerciality test for Reserves determination is applied to the best estimate (P50) forecast quantities, which upon qualifying all commercial and technical maturity criteria and constraints become the 2P Reserves. Stricter cases [e.g., low estimate (P90)] may be used for decision purposes or to investigate the range of commerciality (see Section 3.1.2, Economic Criteria). Typically, the low- and high-case project scenarios may be evaluated for sensitivities when considering project risk and upside opportunity.

2.1.2.3 To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish both its technical and commercial viability as noted in Section 2.1.2.1. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming and evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame. A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where justifiable; for example, development of economic projects that take longer than five years to be developed or are deferred to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

2.1.2.4 While PRMS guidelines require financial appropriations evidence, they do not require that project financing be confirmed before classifying projects as Reserves. However, this may be another external reporting requirement. In many cases, financing is conditional upon the same criteria as above. In general, if there is not a reasonable expectation that financing or other forms of commitment (e.g., farm-outs) can be arranged so that the development will be initiated within a reasonable time-frame, then the project should be classified as Contingent Resources. If financing is reasonably expected to be in place at the time of the final investment decision (FID), the project's resources may be classified as Reserves.

2.2 Resources Categorization

2.2.0.1 The horizontal axis in the resources classification in Figure 1.1 defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project or group of projects. These estimates include the uncertainty components as follows:

- A. The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- B. The technical uncertainty in the portion of the total petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects (i.e., the technology applied).
- C. Known variations in the commercial terms that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability; contractual changes, such as production rate tiers or product quality specifications) are part of project's scope and are included in the horizontal axis, while the chance of satisfying the commercial terms is reflected in the classification (vertical axis).

2.2.0.2 The uncertainty in a project's recoverable quantities is reflected by the 1P, 2P, 3P, Proved (P1), Probable (P2), Possible (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success is associated with resources classes or sub-classes and not with the resources categories reflecting the range of recoverable quantities.

2.2.1 Range of Uncertainty

2.2.1.1 Uncertainty is inherent in a project's resources estimation and is communicated in PRMS by reporting a range of category outcomes. The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable quantities may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Section 4.2, Resources Assessment Methods).

2.2.1.2 When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- A. There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- B. There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- C. There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

2.2.1.3 In some projects, the range of uncertainty may be limited, and the three scenarios may result in resources estimates that are not significantly different. In these situations, a single value estimate may be appropriate to describe the expected result.

2.2.1.4 When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental method, quantities for each confidence segment are estimated discretely (see Section 2.2.2, Category Definitions and Guidelines).

2.2.1.5 Project resources are initially estimated using the above uncertainty range forecasts that incorporate the subsurface elements together with technical constraints related to wells and facilities. The technical forecasts then have additional commercial criteria applied (e.g., economics and license cutoffs are the most common) to estimate the entitlement quantities attributed and the resources classification status: Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

2.2.2.1 Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental method, the deterministic scenario (cumulative) method, geostatistical methods, or probabilistic methods (see Section 4.2, Resources Assessment Methods). Also, combinations of these methods may be used.

2.2.2.2 Use of consistent terminology (Figures 1.1 and 2.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high forecasts are used to estimate the resulting 1P/2P/3P quantities, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved (P1), Probable (P2) and Possible (P3). Reserves are a subset of, and must be viewed within the context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, the criteria can be equally applied to Contingent and Prospective Resources. Upon satisfying the commercial maturity criteria for discovery and/or development, the project quantities will then move to the appropriate resources sub-class. Table 3 provides criteria for the Reserves categories determination.

2.2.2.3 For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are used to estimate the resulting 1C/2C/3C quantities, respectively. The terms C1, C2, and C3 are defined for incremental quantities of Contingent Resources.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

2.2.2.4 For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates also apply and are used to estimate the resulting 1U/2U/3U quantities. No specific terms are defined for incremental quantities within Prospective Resources.

2.2.2.5 Quantities in different classes and sub-classes cannot be aggregated without considering the varying degrees of technical uncertainty and commercial likelihood involved with the classification(s) and without considering the degree of dependency between them (see Section 4.2.1, Aggregating Resources Classes).

2.2.2.6 Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable resources and the categorization boundaries when conditions are satisfied to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves.

2.2.2.7 All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality).

Table 1—Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	<p>Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the development and production status.</p> <p>To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality). This includes the requirement that there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame.</p> <p>A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where, for example, development of an economic project is deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.</p> <p>To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial maturity and economic producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.</p>
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	<p>The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than that the approved development project is necessarily complete. Includes Developed Producing Reserves.</p> <p>The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.</p>
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is ready to begin or is under way.	<p>At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies, such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget.</p> <p>The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	<p>To move to this level of project maturity, and hence have Reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality) and the specific circumstances of the project. All participating entities have agreed and there is evidence of a committed project (firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame). There must be no known contingencies that could preclude the development from proceeding (see Reserves class).</p> <p>The project decision gate is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.</p>
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.	<p>Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social acceptance issues may exist.</p> <p>Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the economic status.</p>
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	<p>The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g., drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time-frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a reclassification of the project to On Hold or Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.</p>
Development on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	<p>The project is seen to have potential for commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a probable chance that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, could lead to a reclassification of the project to Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.</p>
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	<p>The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are ongoing to clarify the potential for eventual commercial development.</p> <p>This sub-class requires active appraisal or evaluation and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity and economic production.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time because of limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project decision gate is the decision not to undertake further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to the chance of geologic discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation to be classified as a Prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the Lead can be matured into a Prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but that requires more data acquisition and/or evaluation to define specific Leads or Prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific Leads or Prospects for more detailed analysis of their chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2—Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-producing.
Developed Producing Reserves	Expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate.	Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Quantities expected to be recovered through future significant investments.	Undeveloped Reserves are to be produced (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from a given date forward from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	<p>If deterministic methods are used, the term "reasonable certainty" is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.</p> <p>The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data.</p> <p>In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the LKH as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves.</p> <p>Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive. B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. <p>For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.</p>
Probable Reserves	Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	<p>It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.</p> <p>Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria.</p> <p>Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	<p>The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high-estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.</p> <p>Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</p> <p>Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.</p>
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	<p>The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects.</p> <p>In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area.</p> <p>Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially mature and economically productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources.</p> <p>In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.</p>

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Fututre Net Revenue									
Before Levy and									
Corporate									
Income Taxes									
Discounted at 0%									
(MM\$)									
Period	Working	Royalties				Net	Net	Net	
Ending	Interest	State	Interested	Third	Total	Capital	Abandonment	Operating	
	Revenue	(MM\$)	Party	Party	(MM\$)	Costs	Costs	Expenses ⁽¹⁾	
	(MM\$)		(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	
12-31-2022	62.5	7.1	-	8.1	15.2	3.0	-	7.6	36.8
12-31-2023	60.0	6.8	-	7.8	14.6	10.7	-	7.6	27.1
12-31-2024	61.1	6.9	-	7.9	14.8	10.0	-	7.2	29.0
12-31-2025	63.6	7.2	-	8.3	15.4	5.0	-	7.1	36.0
12-31-2026	65.9	7.5	-	8.6	16.0	0.2	-	7.2	42.5
12-31-2027	71.1	8.0	-	9.2	17.3	0.2	-	7.4	46.3
12-31-2028	74.2	8.4	-	9.6	18.0	3.9	-	7.5	44.7
12-31-2029	75.7	8.6	-	9.8	18.4	3.9	-	7.7	45.7
12-31-2030	76.3	8.6	-	9.9	18.5	0.2	-	7.8	49.7
12-31-2031	81.2	9.2	-	10.6	19.7	0.2	-	8.0	53.3
12-31-2032	83.0	9.4	-	10.8	20.2	0.2	-	8.2	54.5
12-31-2033	84.2	9.5	-	10.9	20.5	4.0	-	8.3	51.5
12-31-2034	85.3	9.6	-	11.1	20.7	4.0	-	8.5	52.1
12-31-2035	86.4	9.8	-	11.2	21.0	3.3	-	8.7	53.5
12-31-2036	87.0	9.8	-	11.3	21.1	1.3	-	8.8	55.8
12-31-2037	73.1	8.3	-	9.5	17.8	0.2	-	8.8	46.3
12-31-2038	59.5	6.7	-	7.7	14.5	0.3	-	8.8	36.0
12-31-2039	50.4	5.7	-	6.6	12.3	0.3	-	8.9	29.0
12-31-2040	43.9	5.0	-	5.7	10.7	0.3	-	9.0	24.0
12-31-2041	39.2	4.4	-	5.1	9.5	0.3	-	9.1	20.3
12-31-2042	35.2	4.0	-	4.6	8.5	0.3	-	9.2	17.1
12-31-2043	31.6	3.6	-	4.1	7.7	0.3	-	9.4	14.2
12-31-2044	28.3	3.2	-	3.7	6.9	0.3	-	9.5	11.6
12-31-2045	25.4	2.9	-	3.3	6.2	0.3	-	9.7	9.3
12-31-2046	22.8	2.6	-	3.0	5.5	0.3	3.2	9.8	3.9
12-31-2047	13.0	1.5	-	1.7	3.2	0.3	3.2	9.9	-3.6
12-31-2048	5.1	0.6	-	0.7	1.2	0.3	3.2	10.0	-9.7
12-31-2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1,545.0	174.6	-	200.8	375.4	53.5	9.7	229.8	876.7

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Fututre Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	30.2	11.1	25.7	23.0	5.2	20.4	19.9	19.5	19.1	18.7
12-31-2023	34.9	9.5	17.7	23.0	5.8	11.9	11.0	10.3	9.6	9.0
12-31-2024	38.6	11.2	17.8	23.0	5.6	12.2	10.8	9.6	8.6	7.7
12-31-2025	43.0	15.5	20.5	23.0	4.6	15.9	13.4	11.4	9.7	8.4
12-31-2026	46.6	19.8	22.7	23.0	4.1	18.6	14.9	12.1	9.9	8.2
12-31-2027	46.8	21.7	24.6	23.0	4.7	19.9	15.2	11.8	9.2	7.3
12-31-2028	46.8	20.9	23.8	23.0	5.4	18.3	13.3	9.9	7.4	5.6
12-31-2029	46.8	21.4	24.3	23.0	5.5	18.8	13.0	9.2	6.6	4.8
12-31-2030	46.8	23.2	26.4	23.0	5.1	21.3	14.1	9.5	6.5	4.5
12-31-2031	46.8	24.9	28.3	23.0	5.5	22.8	14.3	9.2	6.0	4.0
12-31-2032	46.8	25.5	29.0	23.0	5.7	23.3	14.0	8.6	5.4	3.4
12-31-2033	46.8	24.1	27.4	23.0	6.2	21.2	12.1	7.1	4.2	2.6
12-31-2034	46.8	24.4	27.7	23.0	6.6	21.1	11.4	6.4	3.7	2.2
12-31-2035	46.8	25.0	28.4	23.0	6.8	21.7	11.2	6.0	3.3	1.8
12-31-2036	46.8	26.1	29.7	23.0	6.6	23.0	11.3	5.8	3.0	1.6
12-31-2037	46.8	21.7	24.6	23.0	5.2	19.4	9.1	4.4	2.2	1.1
12-31-2038	46.8	16.8	19.1	23.0	4.0	15.2	6.8	3.1	1.5	0.7
12-31-2039	46.8	13.6	15.4	23.0	3.2	12.2	5.2	2.3	1.1	0.5
12-31-2040	46.8	11.2	12.8	23.0	2.7	10.1	4.1	1.7	0.8	0.3
12-31-2041	46.8	9.5	10.8	23.0	2.2	8.6	3.3	1.3	0.6	0.2
12-31-2042	46.8	8.0	9.1	23.0	1.8	7.3	2.7	1.0	0.4	0.2
12-31-2043	46.8	6.7	7.6	23.0	1.5	6.1	2.1	0.8	0.3	0.1
12-31-2044	46.8	5.4	6.2	23.0	1.2	5.0	1.7	0.6	0.2	0.1
12-31-2045	46.8	4.3	4.9	23.0	1.0	3.9	1.2	0.4	0.1	0.1
12-31-2046	46.8	1.8	2.1	23.0	1.2	0.9	0.3	0.1	0.0	0.0
12-31-2047	46.8	-	-3.6	23.0	-	-3.6	-1.0	-0.3	-0.1	-0.0
12-31-2048	46.8	-	-9.7	23.0	-	-9.7	-2.7	-0.8	-0.2	-0.1
12-31-2049	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		403.3	473.4		107.7	365.6	232.9	160.9	119.1	93.2

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Alon's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Alon.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Alon and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

		Royalties							Fututre Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%
Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)	Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	(MM\$)
12-31-2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	-	-	-	-	-	-4.8	-	-	4.8
12-31-2024	-	-	-	-	-	-9.6	-	-	9.6
12-31-2025	-	-	-	-	-	4.8	-	-0.0	-4.8
12-31-2026	-	-	-	-	-	9.6	-	-0.0	-9.6
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	-	-3.7	-	-	3.7
12-31-2029	-	-	-	-	-	-3.7	-	-	3.7
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	-	-3.7	-	-	3.7
12-31-2034	-	-	-	-	-	-3.7	-	-	3.7
12-31-2035	-	-	-	-	-	4.4	-	-	-4.4
12-31-2036	0.8	0.1	-	0.1	0.2	-1.0	-	0.0	1.6
12-31-2037	16.0	1.8	-	2.1	3.9	1.9	-	0.2	10.1
12-31-2038	31.0	3.5	-	4.0	7.5	6.6	-	0.3	16.5
12-31-2039	41.5	4.7	-	5.4	10.1	3.0	-	0.5	27.9
12-31-2040	49.4	5.6	-	6.4	12.0	7.5	-	0.6	29.4
12-31-2041	56.0	6.3	-	7.3	13.6	-	-	0.6	41.8
12-31-2042	55.4	6.3	-	7.2	13.5	-	-	0.6	41.3
12-31-2043	48.7	5.5	-	6.3	11.8	-	-	0.5	36.3
12-31-2044	42.7	4.8	-	5.6	10.4	-	-	0.5	31.9
12-31-2045	37.5	4.2	-	4.9	9.1	-	-	0.4	28.0
12-31-2046	32.9	3.7	-	4.3	8.0	-	-3.2	0.4	27.8
12-31-2047	36.3	4.1	-	4.7	8.8	-	-3.2	0.4	30.3
12-31-2048	38.6	4.4	-	5.0	9.4	-	-3.2	0.4	32.0
12-31-2049	38.7	4.4	-	5.0	9.4	0.3	-	10.6	18.4
12-31-2050	34.3	3.9	-	4.5	8.3	0.3	-	10.7	14.9
12-31-2051	30.4	3.4	-	3.9	7.4	0.3	3.4	10.9	8.3
12-31-2052	26.9	3.0	-	3.5	6.5	0.3	3.4	11.1	5.5
12-31-2053	21.8	2.5	-	2.8	5.3	0.3	3.4	11.2	1.5
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	638.8	72.2	-	83.0	155.2	9.1	0.5	60.0	413.9

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Fututre Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	30.2	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	35.3	1.8	3.0	23.0	-0.4	3.4	3.2	3.0	2.8	2.6
12-31-2024	40.1	4.3	5.3	23.0	-1.0	6.3	5.6	5.0	4.5	4.0
12-31-2025	44.2	-1.7	-3.1	23.0	0.8	-4.0	-3.3	-2.8	-2.4	-2.1
12-31-2026	46.7	-4.5	-5.2	23.0	1.5	-6.6	-5.3	-4.3	-3.5	-2.9
12-31-2027	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	46.8	1.7	2.0	23.0	-0.4	2.4	1.7	1.3	1.0	0.7
12-31-2029	46.8	1.7	2.0	23.0	-0.3	2.3	1.6	1.1	0.8	0.6
12-31-2030	46.8	-	-	23.0	0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.0
12-31-2031	46.8	-	-	23.0	0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.0	-0.0
12-31-2032	46.8	-	-	23.0	0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.0	-0.0
12-31-2033	46.8	1.7	2.0	23.0	-0.2	2.2	1.3	0.7	0.4	0.3
12-31-2034	46.8	1.7	2.0	23.0	-0.3	2.2	1.2	0.7	0.4	0.2
12-31-2035	46.8	-2.1	-2.4	23.0	0.5	-2.8	-1.5	-0.8	-0.4	-0.2
12-31-2036	46.8	0.7	0.9	23.0	-0.2	1.1	0.5	0.3	0.1	0.1
12-31-2037	46.8	4.7	5.4	23.0	1.9	3.4	1.6	0.8	0.4	0.2
12-31-2038	46.8	7.7	8.8	23.0	3.8	5.0	2.2	1.0	0.5	0.2
12-31-2039	46.8	13.1	14.8	23.0	4.1	10.7	4.6	2.0	0.9	0.4
12-31-2040	46.8	13.8	15.6	23.0	5.1	10.5	4.3	1.8	0.8	0.4
12-31-2041	46.8	19.5	22.2	23.0	4.8	17.4	6.7	2.7	1.1	0.5
12-31-2042	46.8	19.3	22.0	23.0	4.7	17.3	6.3	2.4	1.0	0.4
12-31-2043	46.8	17.0	19.3	23.0	4.1	15.2	5.3	2.0	0.8	0.3
12-31-2044	46.8	14.9	16.9	23.0	3.5	13.5	4.5	1.6	0.6	0.2
12-31-2045	46.8	13.1	14.9	23.0	2.9	11.9	3.8	1.3	0.4	0.2
12-31-2046	46.8	13.0	14.8	23.0	2.3	12.5	3.8	1.2	0.4	0.1
12-31-2047	46.8	12.5	17.8	23.0	2.8	15.0	4.3	1.3	0.4	0.1
12-31-2048	46.8	10.4	21.5	23.0	2.3	19.2	5.3	1.5	0.5	0.2
12-31-2049	46.8	8.6	9.8	23.0	2.0	7.8	2.0	0.6	0.2	0.1
12-31-2050	46.8	7.0	7.9	23.0	1.6	6.3	1.6	0.4	0.1	0.0
12-31-2051	46.8	3.9	4.4	23.0	1.8	2.7	0.6	0.2	0.0	0.0
12-31-2052	46.8	2.6	2.9	23.0	1.4	1.5	0.3	0.1	0.0	0.0
12-31-2053	46.8	0.7	0.8	23.0	0.8	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		187.5	226.4		50.5	176.0	62.0	24.8	11.6	6.6

Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Alon's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.
- (2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Alon.
- (3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Alon and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

									Fututre Net Revenue
									Before Levy and
									Corporate
Period	Working	Royalties				Net	Net	Net	Income Taxes
Ending	Interest	State	Interested	Third	Total	Capital	Abandonment	Operating	Discounted at 0%
	Revenue	(MM\$)	Party	Party	(MM\$)	Costs	Costs	Expenses ⁽¹⁾	(MM\$)
	(MM\$)		(MM\$)	(MM\$)		(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	
12-31-2022	62.5	7.1	-	8.1	15.2	3.0	-	7.6	36.8
12-31-2023	60.0	6.8	-	7.8	14.6	5.9	-	7.6	32.0
12-31-2024	61.1	6.9	-	7.9	14.8	0.4	-	7.2	38.6
12-31-2025	63.6	7.2	-	8.3	15.4	9.8	-	7.1	31.2
12-31-2026	65.9	7.5	-	8.6	16.0	9.8	-	7.2	32.9
12-31-2027	71.1	8.0	-	9.2	17.3	0.2	-	7.4	46.3
12-31-2028	74.2	8.4	-	9.6	18.0	0.2	-	7.5	48.4
12-31-2029	75.7	8.6	-	9.8	18.4	0.2	-	7.7	49.4
12-31-2030	76.3	8.6	-	9.9	18.5	0.2	-	7.8	49.7
12-31-2031	81.2	9.2	-	10.6	19.7	0.2	-	8.0	53.3
12-31-2032	83.0	9.4	-	10.8	20.2	0.2	-	8.2	54.5
12-31-2033	84.2	9.5	-	10.9	20.5	0.2	-	8.3	55.2
12-31-2034	85.3	9.6	-	11.1	20.7	0.2	-	8.5	55.8
12-31-2035	86.4	9.8	-	11.2	21.0	7.7	-	8.7	49.0
12-31-2036	87.8	9.9	-	11.4	21.3	0.2	-	8.8	57.4
12-31-2037	89.1	10.1	-	11.6	21.7	2.1	-	9.0	56.4
12-31-2038	90.5	10.2	-	11.8	22.0	6.9	-	9.2	52.5
12-31-2039	91.9	10.4	-	11.9	22.3	3.3	-	9.4	56.9
12-31-2040	93.4	10.5	-	12.1	22.7	7.7	-	9.6	53.4
12-31-2041	95.2	10.8	-	12.4	23.1	0.3	-	9.7	62.1
12-31-2042	90.6	10.2	-	11.8	22.0	0.3	-	9.9	58.4
12-31-2043	80.2	9.1	-	10.4	19.5	0.3	-	9.9	50.5
12-31-2044	71.0	8.0	-	9.2	17.3	0.3	-	10.0	43.5
12-31-2045	62.9	7.1	-	8.2	15.3	0.3	-	10.1	37.2
12-31-2046	55.7	6.3	-	7.2	13.5	0.3	-	10.2	31.7
12-31-2047	49.3	5.6	-	6.4	12.0	0.3	-	10.3	26.7
12-31-2048	43.7	4.9	-	5.7	10.6	0.3	-	10.5	22.3
12-31-2049	38.7	4.4	-	5.0	9.4	0.3	-	10.6	18.4
12-31-2050	34.3	3.9	-	4.5	8.3	0.3	-	10.7	14.9
12-31-2051	30.4	3.4	-	3.9	7.4	0.3	3.4	10.9	8.3
12-31-2052	26.9	3.0	-	3.5	6.5	0.3	3.4	11.1	5.5
12-31-2053	21.8	2.5	-	2.8	5.3	0.3	3.4	11.2	1.5
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2,183.8	246.8	-	283.8	530.5	62.6	10.2	289.8	1,290.6

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Fututre Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	30.2	11.1	25.7	23.0	5.2	20.4	19.9	19.5	19.1	18.7
12-31-2023	35.3	11.3	20.7	23.0	5.4	15.3	14.2	13.2	12.4	11.6
12-31-2024	40.1	15.5	23.1	23.0	4.6	18.5	16.4	14.6	13.1	11.8
12-31-2025	44.2	13.8	17.4	23.0	5.5	11.9	10.1	8.5	7.3	6.3
12-31-2026	46.7	15.3	17.5	23.0	5.6	11.9	9.6	7.8	6.4	5.3
12-31-2027	46.8	21.7	24.6	23.0	4.7	19.9	15.2	11.8	9.2	7.3
12-31-2028	46.8	22.7	25.8	23.0	5.0	20.7	15.1	11.2	8.4	6.3
12-31-2029	46.8	23.1	26.3	23.0	5.2	21.1	14.6	10.3	7.4	5.4
12-31-2030	46.8	23.2	26.4	23.0	5.3	21.2	14.0	9.4	6.5	4.5
12-31-2031	46.8	24.9	28.3	23.0	5.7	22.6	14.2	9.2	6.0	4.0
12-31-2032	46.8	25.5	29.0	23.0	5.9	23.1	13.8	8.5	5.3	3.4
12-31-2033	46.8	25.8	29.4	23.0	6.0	23.4	13.3	7.8	4.7	2.9
12-31-2034	46.8	26.1	29.7	23.0	6.4	23.3	12.7	7.1	4.1	2.4
12-31-2035	46.8	22.9	26.1	23.0	7.3	18.8	9.7	5.2	2.9	1.6
12-31-2036	46.8	26.9	30.5	23.0	6.4	24.1	11.9	6.1	3.2	1.7
12-31-2037	46.8	26.4	30.0	23.0	7.2	22.8	10.7	5.2	2.6	1.4
12-31-2038	46.8	24.6	27.9	23.0	7.7	20.2	9.0	4.2	2.0	1.0
12-31-2039	46.8	26.6	30.3	23.0	7.3	23.0	9.8	4.3	2.0	0.9
12-31-2040	46.8	25.0	28.4	23.0	7.8	20.6	8.3	3.5	1.6	0.7
12-31-2041	46.8	29.0	33.0	23.0	7.0	26.0	10.0	4.1	1.7	0.7
12-31-2042	46.8	27.3	31.1	23.0	6.5	24.5	9.0	3.5	1.4	0.6
12-31-2043	46.8	23.6	26.9	23.0	5.6	21.3	7.5	2.7	1.1	0.4
12-31-2044	46.8	20.4	23.1	23.0	4.7	18.4	6.1	2.2	0.8	0.3
12-31-2045	46.8	17.4	19.8	23.0	4.0	15.9	5.0	1.7	0.6	0.2
12-31-2046	46.8	14.8	16.9	23.0	3.4	13.4	4.1	1.3	0.4	0.2
12-31-2047	46.8	12.5	14.2	23.0	2.8	11.4	3.3	1.0	0.3	0.1
12-31-2048	46.8	10.4	11.9	23.0	2.3	9.5	2.6	0.8	0.2	0.1
12-31-2049	46.8	8.6	9.8	23.0	2.0	7.8	2.0	0.6	0.2	0.1
12-31-2050	46.8	7.0	7.9	23.0	1.6	6.3	1.6	0.4	0.1	0.0
12-31-2051	46.8	3.9	4.4	23.0	1.8	2.7	0.6	0.2	0.0	0.0
12-31-2052	46.8	2.6	2.9	23.0	1.4	1.5	0.3	0.1	0.0	0.0
12-31-2053	46.8	0.7	0.8	23.0	0.8	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		590.8	699.8		158.2	541.6	294.9	185.8	130.8	99.8

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Alon's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Alon.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Alon and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2035	-	-	-	-	-	-7.5	-	-	7.5
12-31-2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2037	-	-	-	-	-	-1.9	-	-	1.9
12-31-2038	-	-	-	-	-	-6.6	-	-	6.6
12-31-2039	-	-	-	-	-	-3.0	-	-	3.0
12-31-2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2042	6.5	0.7	-	0.8	1.6	11.5	-	0.1	-6.7
12-31-2043	18.8	2.1	-	2.4	4.6	3.7	-	0.2	10.3
12-31-2044	29.9	3.4	-	3.9	7.3	3.7	-	0.3	18.6
12-31-2045	40.0	4.5	-	5.2	9.7	-	-	0.5	29.8
12-31-2046	49.2	5.6	-	6.4	12.0	-	-	0.6	36.7
12-31-2047	56.0	6.3	-	7.3	13.6	-	-	0.6	41.7
12-31-2048	52.2	5.9	-	6.8	12.7	-	-	0.6	38.9
12-31-2049	47.1	5.3	-	6.1	11.4	-	-	0.5	35.1
12-31-2050	42.5	4.8	-	5.5	10.3	-	-	0.5	31.7
12-31-2051	38.3	4.3	-	5.0	9.3	-0.0	-3.4	0.4	32.0
12-31-2052	39.1	4.4	-	5.1	9.5	-	-3.4	0.4	32.6
12-31-2053	41.1	4.6	-	5.3	10.0	-	-3.4	0.5	34.1
12-31-2054	56.7	6.4	-	7.4	13.8	0.3	-	11.9	30.7
12-31-2055	50.2	5.7	-	6.5	12.2	0.4	-	12.0	25.6
12-31-2056	44.4	5.0	-	5.8	10.8	0.4	3.4	12.2	17.6
12-31-2057	39.9	4.5	-	5.2	9.7	0.4	3.4	12.4	14.1
12-31-2058	35.8	4.0	-	4.6	8.7	0.4	3.4	12.5	10.8
Total	687.5	77.7	-	89.3	167.0	1.8	-	66.1	452.5

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Fututre Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	30.2	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	35.3	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	40.1	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	44.2	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	46.7	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2035	46.8	3.5	4.0	23.0	-0.8	4.8	2.5	1.3	0.7	0.4
12-31-2036	46.8	-	-	23.0	-0.2	-0.2	-0.1	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2037	46.8	0.9	1.0	23.0	-0.0	1.0	0.5	0.2	0.1	0.1
12-31-2038	46.8	3.1	3.5	23.0	-0.5	4.0	1.8	0.8	0.4	0.2
12-31-2039	46.8	1.4	1.6	23.0	0.0	1.6	0.7	0.3	0.1	0.1
12-31-2040	46.8	-	-	23.0	0.4	-0.4	-0.2	-0.1	-0.0	-0.0
12-31-2041	46.8	-	-	23.0	0.4	-0.4	-0.2	-0.1	-0.0	-0.0
12-31-2042	46.8	-3.1	-3.6	23.0	2.3	-5.8	-2.1	-0.8	-0.3	-0.1
12-31-2043	46.8	4.8	5.5	23.0	2.3	3.2	1.1	0.4	0.2	0.1
12-31-2044	46.8	8.7	9.9	23.0	3.2	6.7	2.2	0.8	0.3	0.1
12-31-2045	46.8	14.0	15.9	23.0	3.7	12.2	3.9	1.3	0.5	0.2
12-31-2046	46.8	17.2	19.5	23.0	4.3	15.2	4.6	1.5	0.5	0.2
12-31-2047	46.8	19.5	22.2	23.0	4.9	17.3	5.0	1.5	0.5	0.2
12-31-2048	46.8	18.2	20.7	23.0	4.6	16.1	4.4	1.3	0.4	0.1
12-31-2049	46.8	16.4	18.7	23.0	3.9	14.7	3.9	1.1	0.3	0.1
12-31-2050	46.8	14.8	16.9	23.0	3.5	13.4	3.3	0.9	0.2	0.1
12-31-2051	46.8	15.0	17.0	23.0	2.7	14.3	3.4	0.9	0.2	0.1
12-31-2052	46.8	15.2	17.3	23.0	2.8	14.5	3.3	0.8	0.2	0.1
12-31-2053	46.8	15.9	18.1	23.0	3.3	14.8	3.2	0.7	0.2	0.0
12-31-2054	46.8	14.4	16.3	23.0	3.7	12.7	2.6	0.6	0.1	0.0
12-31-2055	46.8	12.0	13.6	23.0	3.1	10.5	2.1	0.4	0.1	0.0
12-31-2056	46.8	8.3	9.4	23.0	2.9	6.5	1.2	0.2	0.1	0.0
12-31-2057	46.8	6.6	7.5	23.0	2.4	5.0	0.9	0.2	0.0	0.0
12-31-2058	46.8	5.0	5.7	23.0	1.9	3.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Total		211.8	240.8		55.4	185.4	48.5	14.3	4.8	1.8

Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Alon's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.
- (2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Alon.
- (3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Alon and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Fututre Net Revenue									
Before Levy and									
Corporate									
Income Taxes									
Discounted at 0%									
(MM\$)									
Period	Working	Royalties				Net	Net	Net	
Ending	Interest	State	Interested	Third	Total	Capital	Abandonment	Operating	
	Revenue	(MM\$)	Party	Party	(MM\$)	Costs	Costs	Expenses ⁽¹⁾	
	(MM\$)		(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	
12-31-2022	62.5	7.1	-	8.1	15.2	3.0	-	7.6	36.8
12-31-2023	60.0	6.8	-	7.8	14.6	5.9	-	7.6	32.0
12-31-2024	61.1	6.9	-	7.9	14.8	0.4	-	7.2	38.6
12-31-2025	63.6	7.2	-	8.3	15.4	9.8	-	7.1	31.2
12-31-2026	65.9	7.5	-	8.6	16.0	9.8	-	7.2	32.9
12-31-2027	71.1	8.0	-	9.2	17.3	0.2	-	7.4	46.3
12-31-2028	74.2	8.4	-	9.6	18.0	0.2	-	7.5	48.4
12-31-2029	75.7	8.6	-	9.8	18.4	0.2	-	7.7	49.4
12-31-2030	76.3	8.6	-	9.9	18.5	0.2	-	7.8	49.7
12-31-2031	81.2	9.2	-	10.6	19.7	0.2	-	8.0	53.3
12-31-2032	83.0	9.4	-	10.8	20.2	0.2	-	8.2	54.5
12-31-2033	84.2	9.5	-	10.9	20.5	0.2	-	8.3	55.2
12-31-2034	85.3	9.6	-	11.1	20.7	0.2	-	8.5	55.8
12-31-2035	86.4	9.8	-	11.2	21.0	0.2	-	8.7	56.5
12-31-2036	87.8	9.9	-	11.4	21.3	0.2	-	8.8	57.4
12-31-2037	89.1	10.1	-	11.6	21.7	0.2	-	9.0	58.2
12-31-2038	90.5	10.2	-	11.8	22.0	0.3	-	9.2	59.1
12-31-2039	91.9	10.4	-	11.9	22.3	0.3	-	9.4	60.0
12-31-2040	93.4	10.5	-	12.1	22.7	7.7	-	9.6	53.4
12-31-2041	95.2	10.8	-	12.4	23.1	0.3	-	9.7	62.1
12-31-2042	97.1	11.0	-	12.6	23.6	11.8	-	9.9	51.7
12-31-2043	99.0	11.2	-	12.9	24.0	4.0	-	10.1	60.8
12-31-2044	100.9	11.4	-	13.1	24.5	4.0	-	10.3	62.0
12-31-2045	102.9	11.6	-	13.4	25.0	0.3	-	10.5	67.1
12-31-2046	104.9	11.9	-	13.6	25.5	0.3	-	10.8	68.4
12-31-2047	105.3	11.9	-	13.7	25.6	0.3	-	11.0	68.5
12-31-2048	95.8	10.8	-	12.5	23.3	0.3	-	11.0	61.2
12-31-2049	85.8	9.7	-	11.1	20.8	0.3	-	11.1	53.5
12-31-2050	76.8	8.7	-	10.0	18.6	0.3	-	11.2	46.6
12-31-2051	68.7	7.8	-	8.9	16.7	0.3	-	11.3	40.3
12-31-2052	66.0	7.5	-	8.6	16.0	0.3	-	11.5	38.1
12-31-2053	62.9	7.1	-	8.2	15.3	0.3	-	11.7	35.6
12-31-2054	56.7	6.4	-	7.4	13.8	0.3	-	11.9	30.7
12-31-2055	50.2	5.7	-	6.5	12.2	0.4	-	12.0	25.6
12-31-2056	44.4	5.0	-	5.8	10.8	0.4	3.4	12.2	17.6
12-31-2057	39.9	4.5	-	5.2	9.7	0.4	3.4	12.4	14.1
12-31-2058	35.8	4.0	-	4.6	8.7	0.4	3.4	12.5	10.8
Total	2,871.2	324.5	-	373.1	697.6	64.4	10.2	355.9	1,743.1

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Fututre Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	30.2	11.1	25.7	23.0	5.2	20.4	19.9	19.5	19.1	18.7
12-31-2023	35.3	11.3	20.7	23.0	5.4	15.3	14.2	13.2	12.4	11.6
12-31-2024	40.1	15.5	23.1	23.0	4.6	18.5	16.4	14.6	13.1	11.8
12-31-2025	44.2	13.8	17.4	23.0	5.5	11.9	10.1	8.5	7.3	6.3
12-31-2026	46.7	15.3	17.5	23.0	5.6	11.9	9.6	7.8	6.4	5.3
12-31-2027	46.8	21.7	24.6	23.0	4.7	19.9	15.2	11.8	9.2	7.3
12-31-2028	46.8	22.7	25.8	23.0	5.0	20.7	15.1	11.2	8.4	6.3
12-31-2029	46.8	23.1	26.3	23.0	5.2	21.1	14.6	10.3	7.4	5.4
12-31-2030	46.8	23.2	26.4	23.0	5.3	21.2	14.0	9.4	6.5	4.5
12-31-2031	46.8	24.9	28.3	23.0	5.7	22.6	14.2	9.2	6.0	4.0
12-31-2032	46.8	25.5	29.0	23.0	5.9	23.1	13.8	8.5	5.3	3.4
12-31-2033	46.8	25.8	29.4	23.0	6.0	23.4	13.3	7.8	4.7	2.9
12-31-2034	46.8	26.1	29.7	23.0	6.4	23.3	12.7	7.1	4.1	2.4
12-31-2035	46.8	26.4	30.1	23.0	6.5	23.6	12.2	6.5	3.6	2.0
12-31-2036	46.8	26.9	30.5	23.0	6.6	23.9	11.8	6.0	3.2	1.7
12-31-2037	46.8	27.2	31.0	23.0	7.1	23.8	11.2	5.4	2.7	1.4
12-31-2038	46.8	27.7	31.4	23.0	7.2	24.2	10.8	5.0	2.4	1.2
12-31-2039	46.8	28.1	31.9	23.0	7.3	24.6	10.5	4.6	2.1	1.0
12-31-2040	46.8	25.0	28.4	23.0	8.3	20.1	8.2	3.5	1.5	0.7
12-31-2041	46.8	29.0	33.0	23.0	7.4	25.6	9.9	4.0	1.7	0.7
12-31-2042	46.8	24.2	27.5	23.0	8.8	18.7	6.9	2.7	1.1	0.4
12-31-2043	46.8	28.4	32.3	23.0	7.9	24.5	8.6	3.2	1.2	0.5
12-31-2044	46.8	29.0	33.0	23.0	7.9	25.1	8.4	2.9	1.1	0.4
12-31-2045	46.8	31.4	35.7	23.0	7.6	28.1	8.9	3.0	1.1	0.4
12-31-2046	46.8	32.0	36.4	23.0	7.8	28.6	8.7	2.8	0.9	0.3
12-31-2047	46.8	32.0	36.4	23.0	7.8	28.7	8.3	2.5	0.8	0.3
12-31-2048	46.8	28.6	32.6	23.0	6.9	25.7	7.0	2.1	0.6	0.2
12-31-2049	46.8	25.0	28.5	23.0	5.9	22.5	5.9	1.6	0.5	0.1
12-31-2050	46.8	21.8	24.8	23.0	5.1	19.7	4.9	1.3	0.4	0.1
12-31-2051	46.8	18.9	21.5	23.0	4.5	17.0	4.0	1.0	0.3	0.1
12-31-2052	46.8	17.8	20.3	23.0	4.2	16.0	3.6	0.9	0.2	0.1
12-31-2053	46.8	16.6	18.9	23.0	4.2	14.7	3.2	0.7	0.2	0.0
12-31-2054	46.8	14.4	16.3	23.0	3.7	12.7	2.6	0.6	0.1	0.0
12-31-2055	46.8	12.0	13.6	23.0	3.1	10.5	2.1	0.4	0.1	0.0
12-31-2056	46.8	8.3	9.4	23.0	2.9	6.5	1.2	0.2	0.1	0.0
12-31-2057	46.8	6.6	7.5	23.0	2.4	5.0	0.9	0.2	0.0	0.0
12-31-2058	46.8	5.0	5.7	23.0	1.9	3.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Total		802.6	940.5		213.6	727.0	343.4	200.1	135.5	101.6

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Alon's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Alon.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Alon and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
ALON GAS ENERGY DEVELOPMENT LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Year	Alon Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2021 ⁽²⁾	11.7	4.63	1.09	0.44	3.10	2.9
2020	11.2	5.15	1.25	0.33	3.57	2.7
2019	14.1	5.57	1.10	0.38	4.09	3.3

Note: Values in this table have been provided by Alon; these values are based on historical data since January 2019 and include condensate production, revenue, and costs.

⁽¹⁾ The reserves depletion rate is the percentage of yearly gas produced to the estimated proved plus probable reserves at the beginning of that year.

⁽²⁾ The 2021 data are representative of unaudited financial data.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	2,485,750	2,594,825	2,845,871	21,711	21,711	22,935	114	120	124	0.88	0.93	0.93
B Sand	1,610,760	1,693,767	1,782,698	15,027	15,027	15,158	107	113	118	0.72	0.85	0.85
C Sand	1,901,019	1,964,971	2,063,220	9,095	9,095	9,095	209	216	227	0.87	0.90	0.90

Reservoir	Porosity ⁽²⁾ (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽³⁾			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.26	0.26	0.25	0.75	0.78	0.83	372	372	372	0.62	0.67	0.72
B Sand	0.25	0.24	0.24	0.76	0.79	0.82	372	372	372	0.62	0.67	0.72
C Sand	0.25	0.24	0.24	0.78	0.81	0.83	372	372	372	0.62	0.67	0.72

Note: For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The increasing net-to-gross ratio between cases includes lower porosity rock which results in a lower porosity in the best and high estimate cases relative to the low estimate case.

⁽³⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR SOUTHWEST FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	300,301	318,108	318,108	2,517	2,517	2,517	119	126	126	0.99	1.00	1.00
B Sand	128,228	137,183	137,183	1,065	1,065	1,065	120	129	129	0.82	0.87	0.88

Reservoir	Porosity (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽²⁾			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.24	0.24	0.24	0.84	0.87	0.89	372	372	372	0.62	0.67	0.72
B Sand	0.22	0.22	0.22	0.78	0.81	0.85	372	372	372	0.62	0.67	0.72

Note: For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.